

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ эффективности применения технологии гидроразрыва пласта на  
Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении

Руководитель	_____	канд. техн. наук	Е.В. Безверхая
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.А. Савельев
	подпись, дата		
Консультант:			
Безопасность и экологичность	_____		Е.В. Мусияченко
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		С. В. Коржова
	подпись, дата		

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Савельеву Андрею Анатольевичу

Группа ЗНБ 13-04В1

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности применения технологии гидроразрыва пласта на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении.

Утверждена приказом по университету №7028/с от 31 мая 2017г.

Руководитель ВКР канд. техн. наук Безверхая Е.В.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Даниловскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геологический раздел;
2. Технологический раздел;
3. Безопасность и экологичность проект.

Перечень графического материала:

1. Обзорная карта района месторождения;
2. Обзорная структурно-тектоническая карта;
3. Профильный геологический разрез;
4. Технологическая схема МГРП в горизонтальном стволе;
5. Количество проведенных ГРП с 2013 по 2017 г.;
6. Четырёхпакерная компоновка.

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись

Е.В. Безверхая

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
подпись

А.А. Савельев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 страницу машинописного текста, 7 рисунков и 2 таблицы. В работе было использовано 20 источников литературы.

«АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ДАНИЛОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ».

Объектом исследования являются скважины, на которых производился ГРП. Месторождение разрабатывается с 2011 года и находится на второй стадии разработки.

В данной работе представлены общие сведения о месторождении, геолого-физические характеристики пластов и объектов, физико-химические свойства нефти, газа и воды. Приведен анализ текущего состояния разработки месторождения и анализ выработки запасов, в результате чего выявлена тенденция к снижению добычи нефти, а также обнаружено наличие невыработанных зон.

Для оценки экономической эффективности разработки Даниловского месторождения была предложена технология ГРП.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геологический раздел.....	7
1.1 Физико-географическое описание района ДНГКМ.....	7
1.2 История открытия и разведки месторождения.....	10
1.3 Стратиграфия.....	14
1.4 Тектоника.....	19
1.5 Нефтегазаносность.....	24
1.6 Характеристика залежей .....	29
2 Технологический раздел.....	35
2.1 Текущее состояние разработки Даниловского месторождения.....	35
2.2 Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти методом ГРП.....	37
2.3 Проектирование технического решения для реализации Даниловского месторождения.....	44
2.4 Определение технологической эффективности при реализации технологии ГРП.....	49
2.4.1 Исходные данные для определения технологической эффективности ГРП.....	49
2.4.2 Выбор метода определения технологической эффективности ГРП..	49
2.4.3 Расчет технологической эффективности при реализации ГРП.....	57
3 Безопасность и экологичность проекта.....	68
3.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	68
3.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	70
3.3 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	72
3.4 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях...	73

3.5 Экологичность проекта.....	74
Заключение.....	76
Список сокращений.....	78
Список использованных источников.....	79

## ВВЕДЕНИЕ

Даниловское нефтегазоконденсатное месторождение является мелким. Его извлекаемые запасы по нефти категории С1 равны 1455 тыс. т. Свободный газ подсчитан по категории С2 в объеме 3010,5 млн. м<sup>3</sup>.

Даниловское месторождение по составу флюида является комплексным. Здесь можно добывать нефть, свободный и попутный газ, конденсат, высокоминерализованные рассолы, содержащие ценные компоненты.

На Даниловской площади пробурено 26 скважин. Буровые работы на площади проводило ГПП (ВСГУ) «Востсибнефтегазгеология», а геофизические – ГФУГП «Иркутскгеофизика». Бурение и испытание скважин проводились силами двух нефтегазоразведочных экспедиций - Ленской и Преображенской. Первая пробурила 19 скважин, три из которых (5, 30, 20) участвуют в обосновании продуктивных полей, т.е. коэффициент удачи составляет 16 %. Преображенская нефтегазоразведочная экспедиция построила 7 скважин (140, 144, 1, 2, 3, 11, 6), 4 из которых (3, 11, 6, 144) вскрыли коллектор, а одна из них 3 – является самой продуктивной на месторождении, т.е. коэффициент удачи этой экспедицией достиг 57 %. Разница более чем выразительная. Это объясняется, видимо, тем, что цели экспедиции были разными: одной нужен был геологический результат, другой – производственные показатели по строительству скважин.

Очевидно, на различных стадиях разработки нефтяных месторождений методы интенсификации добычи нефти в зависимости от геолого-физической характеристики объектов, имеют свои особенности, которые проявляются при использовании их на практике в условиях конкретных месторождений. Даниловское месторождение относится к трудноизвлекаемым с высоковязкими парафинистыми нефтями, отмечается высокая послойная неоднородность пород по проницаемости. По литологическому составу пород относится к карбонатному типу коллекторов. Всё это привело к ситуации, когда значительное большинство скважин перешло в категорию малодебитных и

осложненных в геологическом отношении, эксплуатацию которых осуществляют насосным способом.

В связи с этим особое значение приобретают вопросы повышения эффективности разработки месторождений методами интенсификации добычи нефти. Повышение эффективности традиционных методов ОПЗ, таких как ГРП, возможно за счет оптимизации режима обработки ПЗП, правильного выбора скважины кандидата для реализации выбранной технологии, прогнозирования эффективности обработки.

В отчете рассматривается один из анализов эффективности методов воздействия на продуктивные пласты нефтяного месторождения, методом ГРП для скважин Даниловского месторождения. Подсчет технологического и экономического эффекта от проведения этого мероприятия дает основания утверждать, что метод весьма эффективен для повышения производительности скважин.



# 1 Геологический раздел

## 1.1. Физико-географическое описание района ДНГКМ

Даниловское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области, в бассейне верхнего течения р. Нижней Тунгуски, в 350 км к северо – востоку от г. Усть-Кута (ж/д станция БАМа и крупнейший речной порт), в 190 км от г. Киренска (речной порт) и в 90 км северо – восточнее Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения. К северо-востоку от Даниловского месторождения (в 110 км) находится Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (рисунок 1).

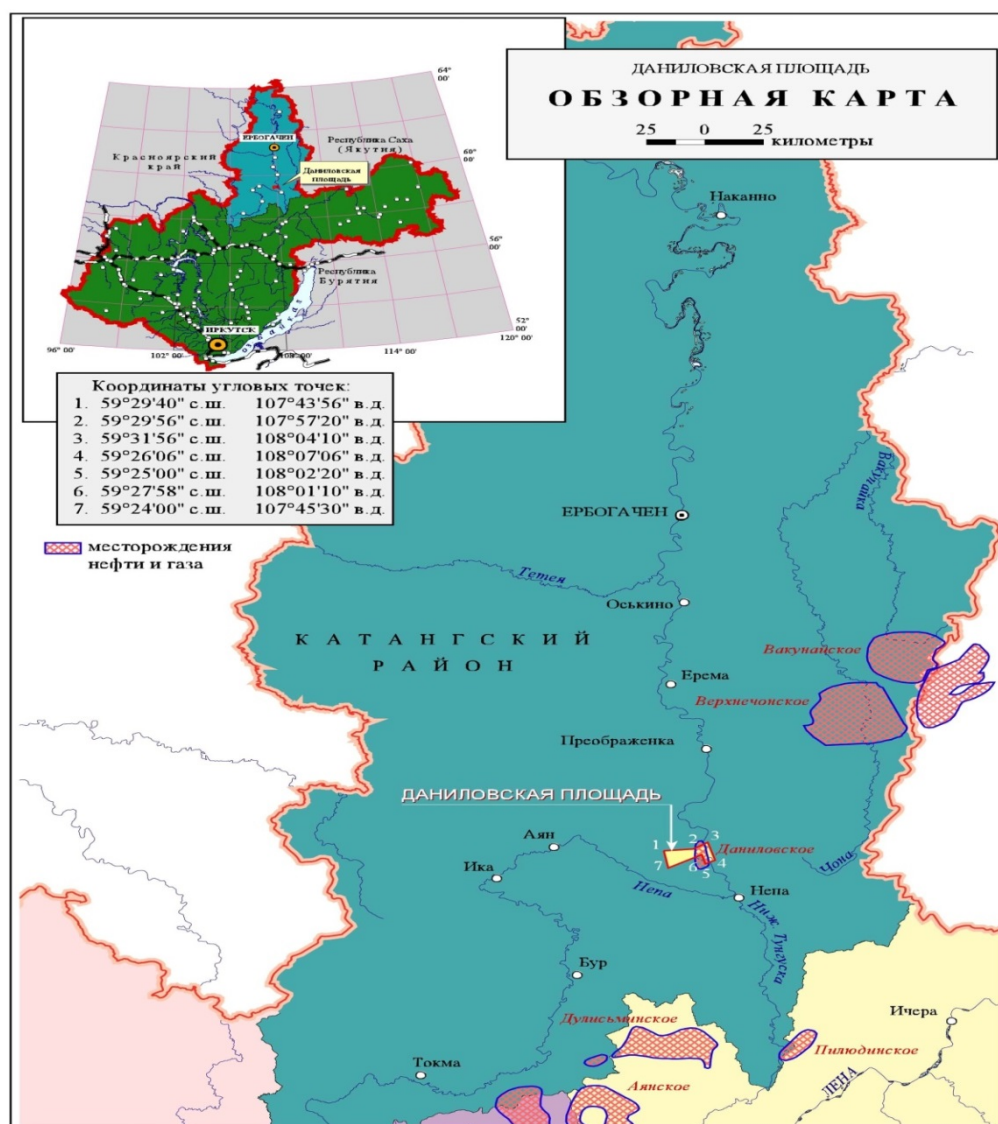


Рисунок 1 - Обзорная карта Даниловской площади (В. А. Петрова, 2008)

Экономически район освоен и населен слабо. Непосредственно в районе месторождения населенных пунктов нет, встречаются лишь редкие охотничьи зимовья. Ближайшая деревня Нэпа расположена в 30 км к югу, в устье р. Нэпы – левого притока р. Нижней Тунгуски. В 50 км севернее, также на р. Нижней Тунгуске, находится деревня Верхне-Калинино, в 60 км – деревня Преображенка.

Район характеризуется плохой проходимостью, бездорожьём, сильной залесенностью и заболоченностью.

Пути сообщения района весьма ограничены. Основной из них – воздушный через аэропорты Усть-Кут и Киренск. Обустроенных круглогодичных автомобильных дорог в районе пока нет. Основной объем грузов до месторождения перевозится автотранспортом по магистральному автозимнику от г. Усть-Кута (расстояние 350 – 400 км); от пос. Подволошино и Надеждинска (бывшая база Преображенской экспедиции) по автозимнику или по р. Нижней Тунгуске в период навигации (расстояние 240 – 200 км).

Силами районов области велась отсыпка круглогодичной дороги Верхнечонское месторождение – Усть-Кут вдоль существующего автозимника, трасса которого проходит через Марковское, Ярактинское, Дулисьминское и вблизи Даниловского месторождения.

ЛЭП на территории месторождения отсутствует и в качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ использовались дизельные электростанции.

Широкое распространение на площади имеет лес, используемый при строительстве жилья и в качестве топлива.

По физико-географическому положению Даниловское месторождение расположено в центральной части Средне-Сибирского плоскогорья в бассейне р. Нижней Тунгуски. Рельеф представляет собой слабо всхолмленную равнину, изрезанную долинами рек и ручьев с колебаниями абсолютных отметок от 290 до 500 м. Обычны заболоченные участки, как в долинах рек, так и на водоразделах, старицы, мелкие озера.

Обнаженность района работ крайне низкая. Большая часть площади покрыты тайгой. Преобладающие породы деревьев – сосна, лиственница, ель, реже встречаются береза, осина, кедр. Заболоченные участки покрыты довольно мощным слоем мха.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур. Зима холодная, продолжительная.

Наиболее низкая температура приходится на январь, понижаясь до  $-50^{\circ}\text{C}$ . Летом наиболее высокая температура отмечается в июле – до  $+25 - 30^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура довольно низкая:  $-7 - 8^{\circ}\text{C}$ .

Отопительный сезон начинается в октябре и заканчивается в апреле – середине мая. Устойчивые морозы с температурой ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  продолжаются в течение 2,5 – 3 месяцев. Снежный покров держится, как правило, около 6 – 7 месяцев, толщина его 50 – 60 см. Глубина промерзания грунта достигает 3 метров. Как правило, на северных склонах встречаются участки вечной мерзлоты, носящей в районе островной характер.

Ледостав на реках начинается в середине октября, а вскрытие – в середине мая. Преобладающими направлениями ветров являются западные и северо-западные, которые обычно приносят осадки. Количество выпадающих за год осадков равно 300 – 500 мм, подавляющая часть которых приходится на летние месяцы. Осадки в виде снега составляют 25 – 30 % общего годового количества. В течение года фиксируется до 50 дней с туманами.

Потребности в воде для питьевого и технического водоснабжения могут быть удовлетворены за счет поверхностных и грунтовых вод.

Гидросеть площади работ развита хорошо. Основу ее составляет р. Нижняя Тунгуска с многочисленными притоками (р. Нэпа, Шиверская, Яминская, Бугоркан, Больдиляк и др.), протекающая в субмеридиональном направлении и разделяющая площадь на две почти равные части. Ширина русла реки Нижняя Тунгуска – 100-120 м, глубина – 0,5-3 м. Река судоходна только в мае-июне.

Река Нижняя Тунгуска является надежным источником централизованного водоснабжения. По химическому составу вода реки соответствует ГОСТ 28-74-73 “Вода питьевая” при условии благоприятной бактериологической обстановки.

Население непосредственно на площади работ отсутствует. Основное занятие местного населения близлежащих деревень (Нэпа, В.Калинино, Преображенка и др.) – пушной промысел, рыбная ловля, животноводство.

Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что экономически район освоен и населен слабо, земледелие развито слабо, промышленность отсутствует.

## **1.2 История открытия и разведки месторождения**

Начало геологического изучения Даниловского месторождения относится к 1936-1949 г.г., когда в междуречье рек Нижней Тунгуски, Непы и Лены проводились первые маршрутные исследования (М.М. Одинцов, И. С. Шарапов, Н. .И. Фомин и др.). Позднее, в 1950-1962 г.г. проведена государственная съемка масштаба 1:1000000 (Г. А. Кузнецов, Д. А. Туголесов, А. Г. Золотарев и др.), а с 1962 г. – государственная геологическая съемка масштаба 1:200000 коллективом ИГУ (Г. А. Кондратьев, Б. Г. Смолянец, С. Д. Ивликов и др.) и геолого-структурная съемка масштаба 1:50000 в нефтепоисковых целях коллективом опытно-методической экспедиции ВСГУ (Бойко Э. А., Черноусов В. П., Марков В. А. и др.). Этими работами достаточно детально было изучено геологическое строение верхнего комплекса осадочного чехла, составлены детальные геологические и структурные карты по верхним горизонтам (верхоленская, литвинцевская свиты), сделаны попытки оценить перспективы нефтегазоносности района. Однако существенного практического значения для нефтегазопроисковых работ эти результаты не имели, так как последующими геофизическими и буровыми работами было установлено

несоответствие структурных планов подсолевых отложений с вышележащими соленосными и надсолевыми.

Продолжение комплекса геофизических исследований дало возможность к середине 70-х годов (Н. Л. Васильченко, В. И. Помник, 1969 – 1974 г.г.) в пределах центральной и юго-западной частей Непского свода (восточнее и южнее Преображенской площади) выделить ряд положительных структурных форм по отражающему горизонту «М<sub>2</sub>», отождествляемому с кровлей нижнемотской подсвиты (Даниловская, Чонская, Ангаройская структурные зоны), детализировать структурный план в целом до степени, позволяющей постановку глубокого бурения.

В 1975 г. введена в глубокое бурение Даниловская площадь. В соответствии с планом региональных работ ВСГУ в пределах Даниловского структурного осложнения было начато бурение параметрической скв. 140, расположенной на правом берегу р. Нижней Тунгуски, у бывшей деревни Данилово. Размеры структуры по отражающему горизонту «М<sub>2</sub>» - 36×5 км, амплитуда более 250 м.

Бурение скв. 140 прекращено в траппах бельской свиты при забое 1091 м по техническим причинам. Перспективные в нефтегазоносном отношении отложения скважиной не вскрыты.

В 1976-78 г.г. на Даниловской площади пробурена параметрическая скважина – 144 (дублер скв. 140). В разрезе скв. 144, вскрывшей породы кристаллического фундамента (на глубине 1772 м), выявлено три горизонта с притоками газа и нефти – осинский, преображенский и устькутский. В 1977 г. по результатам испытания скв. 144 ВСГУ заявлено об открытии Даниловского газонефтяного месторождения.

Размеры Даниловского структурного осложнения 10×14 км, площадь около 100 км<sup>2</sup>, амплитуда 50 м. Притоки газа из преображенского горизонта составили 69 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, конденсата до 13 м<sup>3</sup>/сутки, нефти из нижнего пласта устькутского горизонта – 15 м<sup>3</sup>/сутки, незначительные притоки нефти из

верхнего пласта устькутского горизонта и газа из осинского горизонта (3-4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки).

Это дало возможность в 1978 году произвести первую (оперативную) оценку Даниловского осложнения по запасам газа в преображенском горизонте (11 млрд. м<sup>3</sup>) и нефти в нижнем пласте устькутского горизонта (10400 тыс. тонн извлекаемые или 69610 тыс. тонн балансовые) по категории С<sub>2</sub>.

В 1981 г бурение новых поисковых скважин в пределах Даниловской площади не проводилось. Продолжено бурение скв. 2 (последняя закончена бурением и испытанием в 1983 г, притоков нефти и газа не получено), а также закончена бурением, испытанием скв. 3. В скв. № 3 из II пласта устькутского горизонта получен промышленный приток нефти дебитом 93,6 м<sup>3</sup>/сут на шт. 6 мм. Подтверждены высокие перспективы нефтегазоносности Даниловской площади.

В 1982-83 гг. на площади продолжено поисковое бурение – начато бурением 9 скважин - №№ 1, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, закончено бурением, испытанием 8 скважин - № 1, 2, 5, 6, 7, 8, 10, 11, за исключением переходящих на 1984 г. скважин 13, 14. По результатам испытания или опробования ИП в вышеперечисленных скважинах, законченных испытанием, промышленно – продуктивными оказались скв. 5 (II пласт устькутского горизонта) и скв. 7. В скв. 8 получен непромышленный приток нефти и пластовой воды из устькутского.

На поисковом этапе установлено, что в пределах подготовленной площади аномалия типа залежь (АТЗ) выделяются 3 самостоятельных продуктивных участков: западный в районе скв. 5, центральный – скв. 144, 3, восточный, выявленный скважиной № 8 и находящийся от центрального на расстоянии более 15 км. Участки разделены зонами засоленных непроницаемых пород и гидродинамически между собою не связаны. Кроме того, поисковой скважиной 7, пробуренной за контуром АТЗ в 5,4 км южнее скв. 3 и скважиной № 11, пробуренной в 4,5 км севернее скв. 144, открыта

газоконденсатная залежь в песчаниках непской свиты, т.е. добавлялся четвертый продуктивный горизонт.

К концу 1983 года кроме вышеуказанных скважин была закончена бурением последняя поисковая скважина 11 и разведочные скважины 13, 15, 18, 22, начаты бурением скважины 16, 20, 21, 30. Площадь полностью переведена в стадию разведочного бурения.

В 1983 году произведен второй оперативный подсчет запасов УВ сырья на Даниловском месторождении, который следует рассматривать как подведение итогов поискового этапа работ на площади.

Как видим, результаты поискового этапа на месторождении полностью себя не оправдали, причиной чему является сложное литологическое строение продуктивных горизонтов – развитие коллектора обусловлено в основном процессами засоления пород и образованием незначительных линз песчаников в прибрежных условиях.

Реализация проекта разведочного бурения по своим темпам была довольно низкой.

В 1984 году начаты бурением 2 скважины, а в 1985 году – 3 скважины. Все они закончены строительством, притоков нефти и газа в них не получено.

К 1992 году на Даниловской площади, было пробурено всего 28 скважин, 18 из которых находятся в пределах месторождения (одна параметрическая – 144, 7 - поисковых и 10 – разведочных скважин). В результате бурения разведочных скважин запасы УВ сырья на месторождении сократились, а не увеличились.

Запасы нефти и газа на Даниловском месторождении пересчитываются с учетом материалов геологоразведочных работ и результатов пробной эксплуатации (ПЭ), полученных за период с 1984 г. (последнее утверждение запасов в центральной комиссии запасов (ЦКЗ)) по 01.01. 2003 г.

В 2006 году был проведен пересчет запасов нижнего пласта устькутского (УК-II) горизонта, основанием для которого явилось изменение геологической модели залежи по результатам электроразведочных работ и переобработки и

интерпретации сейсмических материалов, выполненных в 2005 году в геоинформационном центре ФГУПП «Иркутскгеофизика», а также результаты эксплуатации залежи.

Принимая во внимание все вышеизложенное, разведочные работы на Даниловском месторождении были временно законсервированы для детального анализа всех имеющихся материалов и решения вопроса о продолжении или прекращении дальнейших работ.

### **1.3 Стратиграфия**

Стратиграфическая характеристика разреза приводится по данным глубокого бурения скважин на месторождении, площадях Верхнечонской (скв. 24, 125, 150), Усть-Непской (скв. 192), Чангильской (скв. 188), Буриндинской (скв. 1), а также по материалам геологической съемки ИГУ масштаба 1:200000, ВСГУ – 1:50000. В строении осадочного чехла района принимают участие породы палеозоя и кайнозоя.

Породы кристаллического фундамента вскрыты в 14 скважинах, из 28 пробуренных на Даниловской площади (кроме скв. 2, 21, 30, 64). Породы фундамента сложены гранитами, гранитогнейсами, хлористовыми сланцами, гранодиоритами. Верхняя часть фундамента в результате длительного перерыва в осадконакоплении, сложена гетерогенными образованиями коры выветривания, мощностью по данным ГИС до 6 м. По ГИС породы характеризуются высокими значениями БК, НГК, низкими – АК. Вскрытая толщина фундамента от 13 м (скв. 3) до 57 м (скв. 10).

Отложения свиты залегают с перерывом, угловым и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента.

**Непская свита V<sub>2</sub> n** – залегает непосредственно на породах кристаллического фундамента, сложена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Литологически разрез подсвиты неоднороден. Пласты песчаников преобладают в нижней части разреза, толщина их непостоянная, закономерности в их распространении по площади



не установлены. В разрезах скважин 144, 3, полностью отсутствуют терригенные отложения, а в последней – значительная часть преображенного горизонта. Это объясняется наличием локальных выступов фундамента, где породы непской свиты не отлагались, или наличием тектонических нарушений в районе скв. 144.

Толщина непской свиты изменяется от 0 скв. 144, 3 до 60-64 м скв. 13, 70. Сокращение толщины происходит в северо-восточном направлении

**Катангская свита  $V_2$  kat** – сложена тонким ритмичным переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, реже – ангидритов, аргиллитов, серых, коричневатых и темно-серых. Нижняя граница свиты проводится по подошве пласта доломитов преображенного горизонта. На диаграммах ГИС этот пласт характеризуется повышенными значениями КС, низкой гамма активностью и является региональным геофизическим репером  $M_2$ . Толщина горизонта от 5 до 20 м. В скв. 144 Даниловской площади из преображенного горизонта при испытании получен промышленный приток газа.

Толщина катангской свиты на Даниловской и близлежащих Чангильской, Усть-Непской, Верхнечонской (скв. 124, 125, 150) площадям довольно постоянна и составляет 80 – 84 м. Сокращенная толщина отмечается в центральной части Даниловской площади в районе скважин 144, 3 (до 72–65 м).

**Тэтэрская свита  $V_2$  tt** – сложена ритмичным переслаиванием доломитов, доломито-ангидритов, доломитов глинистых серых, темно- и коричневатых-серых. В верхней части свиты выделяется устькутский продуктивный горизонт. Горизонт сложен доломитами серыми, мелко-среднекристаллическими, пористыми, участками глинистыми и кавернозными. Горизонт разделен глинистой перемычкой на два пласта – верхний толщиной 22-30 м и нижний толщиной – 18-26 м. Нижняя граница подсвиты проводится по подошве пласта массивных доломитов толщиной – 10-13 м, имеющих высокое сопротивление и низкие значения гамма активности (геофизический репер « $M_3$ »). Верхняя

граница свиты проводится по смене доломитов тонкослоистых, доломитами и пластами каменной соли подосинской части разреза усольской свиты.

Без существенного изменения вещественного состава и толщин тэтэрская свита прослеживается на значительной территории Непского свода. Толщина ее на Даниловской и близлежащих площадях изменяется от 127 до 140 м.

Толщина тэтэрской свиты на Даниловской площади составляет 234-277 м, сокращенная до 201-192 м отмечается в скважинах 144, 3.

Подразделяется на нижний, средний, верхний отделы.

**Усольская свита €1us** – сложена переслаиванием каменных солей, доломитов, известняков, доломито-ангидритов. Каменная соль серая, розовая, прозрачная, крупнокристаллическая. Известняки и доломиты светло-серые, плотные, участками кавернозные, засоленные и глинистые. В нижней части свиты (в 28-30 м) от ее подошвы залегает продуктивный осинский горизонт, сложенный известняками с подчиненными прослоями доломитов. Толщина горизонта на Даниловской площади изменяется от 20 (скв. 4) до 49 м (скв. 8). Наибольшая толщина отмечается в ее юго-восточной части – в районе скв. 8, 9, 13, 55, 56, 70 (42-49 м).

Подосинская часть усольской свиты, толщиной 20-30 м, сложена каменными солями с прослоями карбонатных пород.

По ГИС породы свиты характеризуются чередованием высоких и низких значений геофизических параметров.

Суммарная толщина прослоев каменной соли в разрезе усольской свиты по данным ГИС по отдельным скважинам изменяется в диапазоне от 100-170-200 до 230 м (скв. 17).

Толщина усольской свиты в скважинах, где отсутствуют пластовые интрузии траппов в этой части разреза составляет 320-380 м (скв. 144, 5, 4, 14, 18, 56, 10). По остальным скважинам (1, 2, 3, 6, 7, 8, 9, 11, 13, 15, 16, 17, 20, 21, 22, 30, 55, 70) за счет влияния траппов толщина усольской свиты увеличивается до 413-449 м (толщина интрузий 60-129 м, приурочены они к различным частям усольской свиты).

**Бельская свита €1vel** – по литологическим признакам отложения свиты подразделяются на три подсвиты: нижнюю, среднюю, верхнюю. Ввиду однородности состава в пределах Непско-Ботубинской антеклизы нижняя и средняя подсвиты не разделяются.

Нижне-среднебельская подсвита €1 vel1-2 – представлена доломитами и известняками с подчиненными прослоями доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых. В подошве подсвиты выделяется перспективный христофоровский горизонт толщиной – 70-95 м.

В верхней части подсвиты выделяется перспективный атовский горизонт, кровля которого совпадает с кровлей подсвиты. Толщина горизонта 50-55 м.

По ГИС отложения подсвиты характеризуются однозначно – высокими значениями и средними значениями ГК, НГК.

В разрезе подсвиты в пяти скважинах на Даниловской площади прослеживаются пластовые интрузии долеритов, приуроченные к различным частям разреза. В скв. 10 траппы залегают в кровле подсвиты (толщина 47), в скв. 18, 56 – в подошве (толщина соответственно 110 и 187 м) и в скв. 144, 14 – в 66-68 м от кровли (толщины соответственно 90 и 52 м). Толщина подсвиты изменяется от 174 м (скв. 56), - 204 м (скв. 22) и до 234-280 м по остальным скважинам. Толщины подсвиты приводятся за вычетом толщин трапповых тел.

Верхнебельская подсвита €1 vel3 - представлена переслаиванием каменной соли белой розовато-серой, кристаллической, доломитов и известняков светло-серых, коричневатых-серых, мелкозернистых, прослоями глинистых, ангидритизированных, засоленных. Толщина подсвиты - 154 м. Толщина бельской свиты от 399 м до 412 м.

**Булайская свита €1 vl** – сложена монотонной толщей доломитов серых, темно-серых, темно-коричневатых-серых, массивных, участками трещиноватых. В объеме свиты выделяется биркинский горизонт. Толщины свиты на площади изменяются от 79 до 96 м.

**Ангарская свита €1lang** – сложена в нижней части преимущественно каменными солями, доломитами, в верхней части – доломитами, доломито-

ангидритами. Соль бледно-розовая, серая, прозрачная, кристаллическая, массивная, нередко с прослоями глинистого материала. Доломиты серые, зеленовато-серые, средне-мелкокристаллические, массивные, трещиноватые, участками глинистые, засоленные. В средней части галитовой пачки выделяются пласты солей, обогащенные калием (карналлиты, сильвин-карналлиты), толщина их от нескольких до 61 и более метров.

В скважине № 5 в низах отложений ангарской свиты наблюдается пластовая интрузия траппов. Траппы, толщиной 87 м, залегают непосредственно на породах булайской свиты. Толщина ангарской свиты на Даниловской площади меняется в широких пределах – от 205 до 453 м, толщина соленосной части разреза свиты также непостоянная, изменяется от нуля (скв. 15) до 220-270 м (скв. 3, 10, 6, 55, 70 и др.).

### ***Нижний – средний отделы – €1-2***

**Литвинцевская свита €1-2 It** – сложена преимущественно известняками, реже доломитами и глинистыми доломитами. Породы светло-окрашенные, мелкозернистые, брекчированные, участками окремненные и трещиноватые. Толщина свиты 58-80 м. Средний – верхний отдел €2-3

**Верхоленская + илгинская свиты €2-3 vl+il** – представлены переслаиванием мергелей и аргиллитов шоколадно-коричневых, серых, зеленовато-серых, плотных с алевролитами голубовато-зеленовато-серыми, плотными и песчаниками зеленовато-серыми. В подошве верхоленской свиты отмечаются доломиты глинистые, зеленовато-серые с включениями и прослоями гипсов розовых, белых, волокнистых. По ГИС отложения характеризуются однородными низкими значениями КС и повышенными ГК. Вскрытые скважинами толщины отложений по площади изменяются от нуля до 37-422 м. Толщина свиты меняется в широких пределах ввиду различной глубины эрозионного среза.

По данной главе можно сделать вывод, что глубина вскрытия пород фундамента изменяется от 1764 (скв. 4) до 2058 м (скв. 13). Разница между толщинами осадочных пород и глубиной вскрытия фундамента зависит от

альтитуды скважин и толщины трапповой интрузии, которая наблюдается в большинстве скважин на Даниловской и соседних площадях в различных частях разреза (усольская, бельская, ангарская свиты).

#### **1.4 Тектоника**

Даниловское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго-западном склоне Непского свода, входящего в состав Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса материалов, полученных по результатам проведенных геолого-съёмочных, структурно-картировочных различных видов геофизических исследований и глубокого бурения (рисунок 2).

Разрез верхней части земной коры в пределах рассматриваемой территории подразделяется на два структурных яруса: нижний – фундамент платформы и верхний – осадочный чехол. Нижний допалеозойский ярус, представлен кристаллическими и метаморфическими породами, разбитыми на отдельные блоки зонами глубинных разломов. Изученная часть Непско-Ботуобинской антеклизы характеризуется неглубоким залеганием кристаллического фундамента. В пределах Даниловской площади наиболее низкие абс. отметки поверхности фундамента отмечаются в её юго-западной части и составляют – 1603-1609 м (скв. 70, 5). На фундаменте сформировалась кора выветривания пород, из-за не повсеместного распространения по площади, толщиной 10-20 м в скв. 17, 70. По генезису кора выветривания – остаточная, оставшаяся на месте залегания коренных пород.

Верхний ярус – осадочный чехол платформы подразделяется на три структурных комплекса пород: подсолевой, соленосный и надсолевой. Отмечается полное структурное несоответствие перечисленных комплексов. К подсолевому структурному комплексу относятся отложения тэтэрской свиты и нижней части усольской свиты до кровли осинского горизонта. В общих чертах



По данным глубокого бурения по кровле терригенных отложений непской свиты, также как и по поверхности кристаллического фундамента, вырисовывается моноклиналь, погружающаяся в юго-западном направлении.

В центральной части Даниловского месторождения в разрезах скв. 144 и 3 полностью отсутствуют отложения непской свиты, что связано с наличием на этих участках локальных эрозионных выступов кристаллического фундамента, а также влиянием тектонических нарушений.

Солевой структурный комплекс охватывает отложения от надосинской части усольской свиты до литвинцевской свиты включительно (не в полном объёме).

Строение комплекса имеет значительно более сложное строение, чем нижележащего подсолевого комплекса. На всех уровнях соленосных отложений строение поверхности совершенно, отлично от структуры всей подсолевой толщи.

В галогенно-карбонатных отложениях усольской, бельской и ангарской свит фиксируются проявления соляной тектоники, выраженные в перераспределении толщины каменной соли на фоне стабильных истинных толщин пластов доломитов, первичное залегание которых было нарушено во время соляного тектогенеза. Изменения толщин солей особенно в отложениях усольской свиты, во многих скважинах весьма значительны и достигают от 100 до 230 м. Вторым существенным фактором, осложняющим структурный план соленосного комплекса, является пластовая интрузия долеритов, приуроченная к различным частям разреза: в усольской (в надосинской части), бельской (нижняя половина) и частично нижней части ангарской (скв. 5) свит. Траппы распространены в пределах всей Даниловской площади. По распределению толщин трапповых интрузий можно выделить две зоны. В первой зоне – в юго-восточной и южной частях площади (скв. 1, 6, 9, 13, 55, 8, 70) толщины траппов составляют 90-129 м. Во второй зоне, расположенной на северо-западнее площади, толщины изменяются от 60 до 84 м (за исключением скв. 17 – 94 м). Вклиниваясь «языками» во II зону усольской свиты, в скв. 56, 10, 14

(западнее II зоны) и в скв. 144, 18 происходит переход интрузива на более высокий стратиграфический уровень бельской свиты. Здесь толщина траппового тела варьирует от 187 м (скв. 56) до 110, 90, 52, 47 м (соответственно скв. 18, 144, 14, 10). Приурочены траппы к разным частям разреза ниже-среднебельской подсвиты: в скв. 14, 144 – в 68-66 м от подошвы и в скв. 10 – в кровле подсвиты. И, наконец, в скв. 5 интрузия траппов находится в самой нижней части ангарской свиты (практически залегает на кровле булайской свиты), толщина её 87 м.

Интрузии оказали существенное влияние на структурный план вмещающих и вышележащих отложений. Нижележащие же отложения подсолевого комплекса, как более жесткие, под воздействием внедрившегося магматического расплава существенной перестройке не подверглись и имеют, за редким исключением, спокойный характер залегания и соответствие в общих чертах всех структурных поверхностей – до кровли фундамента. Выделяемые по геофизическим данным зоны нарушений в подсолевом комплексе пород, как правило, имеют небольшие амплитуды (15-20 м по вертикали).

Наличие многочисленных разрывных нарушений подтверждается геологической съёмкой, сейсморазведочными и другими полевыми геофизическими работами, бурением скважин. Притягиваются они в северо-восточном, близком к субширотному направлению, субпараллельнонепским складкам. Немногие из них имеют субмеридиональную ориентировку. Два из них являются экранами для 3-х нефтяных залежей в устькутском горизонте: залежь 1 отделена от залежи 2, которая в свою очередь разделяется от залежи 3. Средняя залежь нефти приподнята по отношению к соседним (до 20 м) и несколько сдвинута на юго – запад. В каждой из них своё отличное от других пластовое давление и гипсометрическое положение водонефтяного контакта (ВНК).

Надсолевой структурный комплекс включает в себя отложения ордовика литвинцевской и верхоленской свит кембрийской системы. По надсолевому



структурному комплексу Даниловская площадь располагается в зоне Непских дислокаций.

Обобщая материалы можно сделать следующие выводы:

- в разрезе осадочного чехла на Даниловской площади чётко выделяется три различных по строению комплекса пород: подсолевой (подтрапповый), соленосный и надсолевой;

- наиболее сложным тектоническим строением отмечаются соленосный и надсолевой комплексы пород, что обусловлено преимущественно проявлениями соляного тектогенеза;

- наличие в соленосном комплексе пластовых интрузий долеритов, приуроченных к различным частям разреза усольской, бельской и ангарской (скв. 5) свит; скачкообразный переход траппов из одной свиты в другую, по данным полевых геофизических работ (1991 г.) подтверждает наличие в разрезе тектонических нарушений;

- подсолевой комплекс пород, содержащий продуктивные (преображенский и устькутский) горизонты, характеризуется относительно спокойным, слабо нарушенным моноклиналильным залеганием;

- для обоснования границ залежей УВ сырья в нижнем пласте устькутского горизонта принята модель тектонического строения площади, на которой отражена малоамплитудная полузамкнутая брахиактиклиналь на фоне моноклиналильного подъёма пород в СВ направлении, нарушенная сбросами, плоскости которых наклонены в разные стороны (на ЮЮВ и ССЗ).

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что поверхность кристаллического фундамента по данным глубокого бурения и геофизических работ на Даниловской площади погружается в юго-западном направлении, что соответствует региональному погружению отложений в пределах Непского свода.

## 1.5 Нефтегазоносность

Даниловское месторождение находится в пределах Непско–Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено–Тунгусской нефтегазоносной провинции, где открыт ряд месторождений нефти и газа: Марковское, Ярактинское, Аянское, Верхнечонское, Дулисьминское, Пилюдинское, Даниловское (Иркутская область), Чаяндинское, Талаканское, Хотого–Мурбайское, Среднеботуобинское, Тас–Юряхское, Иреляхское, Верхневиллючанское, Вилуйско–Джербинское, Иктехское (Саха–Якутия). Продуктивные горизонты всех этих месторождений находятся в подсолевом комплексе пород нижнего кембрия.

В терригенной толще непской свиты выделяется два песчаных пласта коллектора. Нижний пласт, залегающий на коре выветривания фундамента, имеет практически повсеместное распространение, за исключением выступов фундамента, где терригенные отложения отсутствуют. Мощность пласта закономерно сокращается в северо-западном направлении от 8 м до 0–2 м (скв. №№ 16, 11). Литологический состав пород представлен сложным переслаиванием гравелитов, гравелитистых и гравелитовых песчаников с неоднородным гранулометрическим составом, алевролитов и аргиллитов. Большая часть пород весьма плохо отсортирована, преобладают неокатанные и полуокатанные обломки. От вышележащего песчаного пласта он отделен пачкой глинисто-алевролитовых пород, выклинивающихся от 8 до 0 м в северо-западном направлении.

Верхний пласт также имеет практически повсеместное распространение, выклиниваясь локально на выступах фундамента и регионально в западном и юго-западном направлениях. Максимальная мощность его установлена на юго-востоке и севере площади и составляет соответственно 6–7,5 м. Пласт сложен преимущественно кварцевыми, хорошо отсортированными, мелко-среднезернистыми песчаниками. Сверху он перекрыт пачкой глинисто-алевролитовых пород, сокращающихся в северном направлении от 33 до 24 м и

далее до 15 м. Формирование пород-коллекторов терригенной толщи Даниловского месторождения происходило в фациальной обстановке делювиально-пролювиального типа. Отмечено, что лучшие породы-коллекторы приурочены к обрамлению останцовых холмов и полосовидно по склону к участкам с повышенными скоростями временных пелеопотоков. По разрезу они тяготеют, в основном, к нижним и средним частям гравелито-песчаных отложений. На формирование порового пространства отрицательное влияние оказали не только седиментационные факторы, но и постседиментационные процессы. Зона с повышенными значениями засоления (5 %) установлена вокруг останцовых поднятий и прослеживается полосообразно в юго-восточном направлении (скв. 17, 18, 22, 6, 7, 13).

Небольшие ограниченные линзы улучшенных коллекторов вскрыты скв. 11 и 18, в них получены полупромышленные притоки, соответственно, газоконденсата и нефти с газом, причем в обеих скважинах зафиксировано падение дебитов и пластовых давлений.

Эффективная мощность коллектора по данным ГИС находится в интервале 6 – 10,4 м, пористость эффективных прослоев 8 – 16 %.

Более значительная, по-видимому, литологически экранированная газоконденсатная залежь вскрыта скв. 7 в верхнем пласте песчаников. Эффективная мощность составила 6,8 м, пористость 15 %. При испытании был получен промышленный приток газа дебитом 222,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут и газоконденсата дебитом 29 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 12,7 мм.

Скважинами 10, 14 в нижнем пласте песчаников был вскрыт водонасыщенный коллектор. Дебиты пластовой воды составили от 0,8 до 27 м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 5 по данным ГИС был выделен коллектор с эффективной мощностью 5 м и пористостью 8 %, но, к сожалению, испытан не был.

В подошве катангской свиты залегает преображенный горизонт, сложенный доломитами различных генетических типов: органогенных, хемогенных, обломочных. Преимущественным развитием пользуются его

органогенные разности, представленные микрофитолиновыми доломитами. Мощность горизонта меняется от 14 м (скв. 6, 8) до 17 – 18 м (скв. 1, 11). В скв. 3 горизонт отсутствует, а в скв. 144 он залегает непосредственно на выступе кристаллического фундамента, сокращаясь в мощности до 12 м.

Породы преобразованного горизонта претерпели перекристаллизацию и выщелачивание, обусловившие наличие порового пространства. Отрицательное влияние на емкостно-фильтрационные характеристики горизонта оказали засоление и отчасти ангидритизация, карбонатизация, пиритизация. Совокупность этих процессов и создала наблюдаемый в настоящее время сложный тип коллектора.

Средняя величина открытой пористости преобразованного горизонта изменяется от 2,6 – 3,2 % (скв. 8) до 13,8 % (скв. 144). Лучшие породы–коллекторы расположены в верхней части разреза. Это коллекторы порового, трещиновато–порового типов.

Нефтегазоносность преобразованного горизонта доказана в скв. 144, из которой получен приток газоконденсата дебитом 11,8 м<sup>3</sup>/сут и газа дебитом 69,08 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 8 мм.

Основным продуктивным горизонтом Даниловского месторождения является устькутский, расположенный в прикровельной части тэтэрской свиты. Подстилают его глинистые и ангидритовые доломиты, а перекрывают каменные соли. По литологическому составу горизонт подразделяется на два пласта: верхний (УК-I) и нижний (УК-II), разделенные 5–7 м пачкой глинистых и ангидритовых доломитов.

В отличие от преобразованного горизонта нижний устькутский пласт сложен доломитами преимущественно водорослевыми с прослоями микрофитолиновых, органогенных–обломочных и хемогенных. Мощность пласта 20–24 м. Формирование отложений нижнего пласта происходило в условиях мелководной фациальной обстановки с повышенной соленостью и спокойными гидродинамическими условиями. В этих условиях на

палеоотмелях и банках развивались сине-зеленые водоросли, в итоге сформировавшие органогенные постройки биогермного типа.

На формирование пустотного пространства ведущее значение имели седиментационные и диагенетические преобразования, что привело к формированию смешанного типа коллекторов и их локальной линзообразной форме залегания.

Фильтрационно-емкостные свойства горизонта по площади меняются в довольно широких пределах. Открытая пористость изменяется от долей до 22 %, в среднем от 0,65 до 8 %, межзерновая проницаемость от 0 до  $15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , редко более. Эффективная мощность изменяется от 0 до 15 м. Максимальные значения установлены в скважинах 3, 5, 20 и 144. Участки распространения доломитов с пористостью менее 2,55 совпадают с участками интенсивного засоления пород.

Установлено два разобщенных, гидродинамически не связанных между собой продуктивных участка – центральный и западный, ограниченные зонами интенсивно засоленных пород. В пределах центрального участка притоки нефти получены в скважинах 144, 3, 20. Максимальный дебит нефти получен в скв. 3 на штуцере 15,3 мм и составил 388,8 м<sup>3</sup>/сут. Притоки пластовой воды дебитом от 5,46 до 88 м<sup>3</sup>/сут получены в скв. 15 и 30. Западный нефтенасыщенный участок выявлен в скв. 5, где был получен приток нефти дебитом 79,5 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 6 мм.

Верхний устькутский пласт мощностью 27–32 м сложен преимущественно микрофитолитовыми органогенно-обломочными и хемогенными, часто глинистыми доломитами. Прослой с водорослевыми остатками в сравнении с нижним пластом маломощны и имеют бедный видовой состав.

По сравнению с нижним пластом, в верхнем в меньшей степени проявились процессы перекристаллизации, выщелачивания, засоления. Пустотное пространство представлено порами и кавернами выщелачивания, реже порами перекристаллизации и остаточными седиментогенными. Открытая

пористость изменяется от долей до 15 % в среднем 1,4–5,1 %, межзерновая проницаемость от 0 до  $8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Эффективная мощность изменяется от 1 до 16 м, наибольшие значения характерны для разрезов скв. 3, 5, 10, 14, 20, 144. Преобладающий тип коллектора трещинно-поровый, трещинно-каверново-поровый и трещинный.

Промышленный приток нефти ( $14,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) получен лишь в скв. 3, незначительный приток в скв. 6 ( $0,095 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

В нижней части усольской свиты залегает осинский горизонт. Мощность его закономерно увеличивается в юго-восточном направлении от 26 м (скв. 15) до 49 м. Горизонт сложен известняками с редкими прослоями доломитов, которые залегают в средней и нижней частях разреза или присутствуют в виде маломощных пластов по всему разрезу. Верхняя часть горизонта представлена, в основном, хемогенными, глинистыми известняками с прослоями доломитов. Водорослевые известняки распространены ограниченно и развиты в середине разреза, образуя единое пластовое тело. Условия формирования горизонта по сравнению с нижележащими на площади более глубоководные.

В формировании емкостно-фильтрационных свойств ведущую роль играет засоление пород. Содержание соли в пустотном пространстве пород нередко достигает 20-40 %. Максимально засолены породы средней пачки, совпадающие с водорослевыми известняками. Открытая пористость невысокая и изменяется от долей до 8,6 %, в среднем редко превышает 3-4 %.

Продуктивность осинского горизонта установлена лишь в скв. 144, где получены незначительные ( $0,0164$ -  $0,15 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) притоки нефти.

Христофоровский горизонт, залегающий в низах бельской свиты, представлен переслаиванием известняков, доломитов, глинистых доломитов и ангидрито-доломитов. Горизонт проявил себя лишь незначительным притоком пластовой воды ( $0,37 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) в скв. 1.

Ниже приведены профильный геологический разрез по линии скважин 5-64-22-3-6 и профильный геологический разрез по линии скважин 15-144-20-30-6 (рисунки 3, 4).

## 1.6 Характеристика залежей

Даниловское месторождение многозалежное, в его разрезе выявлены пласты-коллекторы и связанные с ними углеводородные скопления в преображенском горизонте и в нижнем пласте устькутского горизонта катангской свиты. По залежам этих горизонтов сделан подсчет запасов нефти и газа. В отдельных скважинах притоки нефти и газа получены также из карбонатов осинского, верхнего пласта устькутского горизонтов и из песчаников непской свиты.

Разведанные залежи пластовые неактиклинального типа литологические с незначительным структурным контролем. Залежи характеризуются сложным строением резервуара в связи с невыдержанностью коллектора за счет изменения литологии пород и засоления их порового пространства. Выявленные полевой геофизикой и бурением разрывные нарушения незначительной амплитуды (по вертикали до 15-20 м) контролируют залежи с разным насыщением пластовым флюидом (нефть, вода). Литологические ограничения и элементы тектонического экранирования залежей прослеживаются с разной интенсивностью во всех продуктивных горизонтах. Для терригенных отложений, залегающих в основании осадочного комплекса на породах кристаллического фундамента, контролирующим элементом является стратиграфический фактор – выклинивание продуктивного горизонта.

Всего на Даниловском месторождении выявлено пять залежей УВ сырья, четыре из них связаны с нижним пластом устькутского горизонта, одна находится в доломитах преображенского горизонта.

### *Залежи преображенского горизонта*

Преображенский горизонт залегает в основании осадочного карбонатно-солевого разреза в низах катангской свиты. С ним связана газоконденсатная залежь. Толщина пласта – 12-19 м, в районе скв. 3 он отсутствует. Подстилают

его глинистые породы непской свиты, перекрывают – глинисто-сульфатно-карбонатные отложения.

Залежь газоконденсатная, со всех сторон литологически ограниченная, вскрыта скважинами 14, 17, 144. На севере, востоке и юге граница залежи определена по середине расстояния между скважинами, обнаружившими коллектор и скважинами, где коллектора нет. На западе и юго-западе, где нет скважин контур ее определен методом градиента уменьшения мощности коллектора между скважинами и проконтролирован симметричным его расположением относительно скважин 144 и 14.

Коллектор образует один прослой в каждой скважине мощностью от 2,2 м до 12 м и занимает разное в разрезе горизонта положение – от кровли до подошвы.

Площадь залежи составляет 39 км<sup>2</sup>, размеры 9×4,5 км. Толщина газонасыщенного коллектора равна 3,53 м. Находится она на моноклиномальном склоне пород, воздымающимся в северо-восточном направлении, в зоне развития разломов северо-восточного простирания. Форма залежи в плане подчеркивает воздействие на ее конфигурацию разломов. Высота залежи - 70 м. Пластовое давление 17,85 МПа. Дебиты газа в скв. 144 на 8 мм штуцере составляли 69 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата 13 м<sup>3</sup>/сутки. Пластовая температура 24 °С. Произведен подсчет запасов газа категории С<sub>2</sub>.

#### *Залежи в нижнем пласте устькутского горизонта*

Устькутский горизонт залегает в прикровельной части тэтэрской свиты, сложен карбонатными породами, разделен глинисто-сульфатно-карбонатной перемычкой толщиной 7-10 м на два пласта. В нижнем из них бурением скважин установлены нефтяные залежи.

Залежи в УК-II литологические тектонически-экранированные, пластовые, расположены в пределах структурного флексуообразного осложнения. Мало амплитудные тектонические нарушения, экранирующие залежи центральной части Даниловского месторождения, выявлены по данным



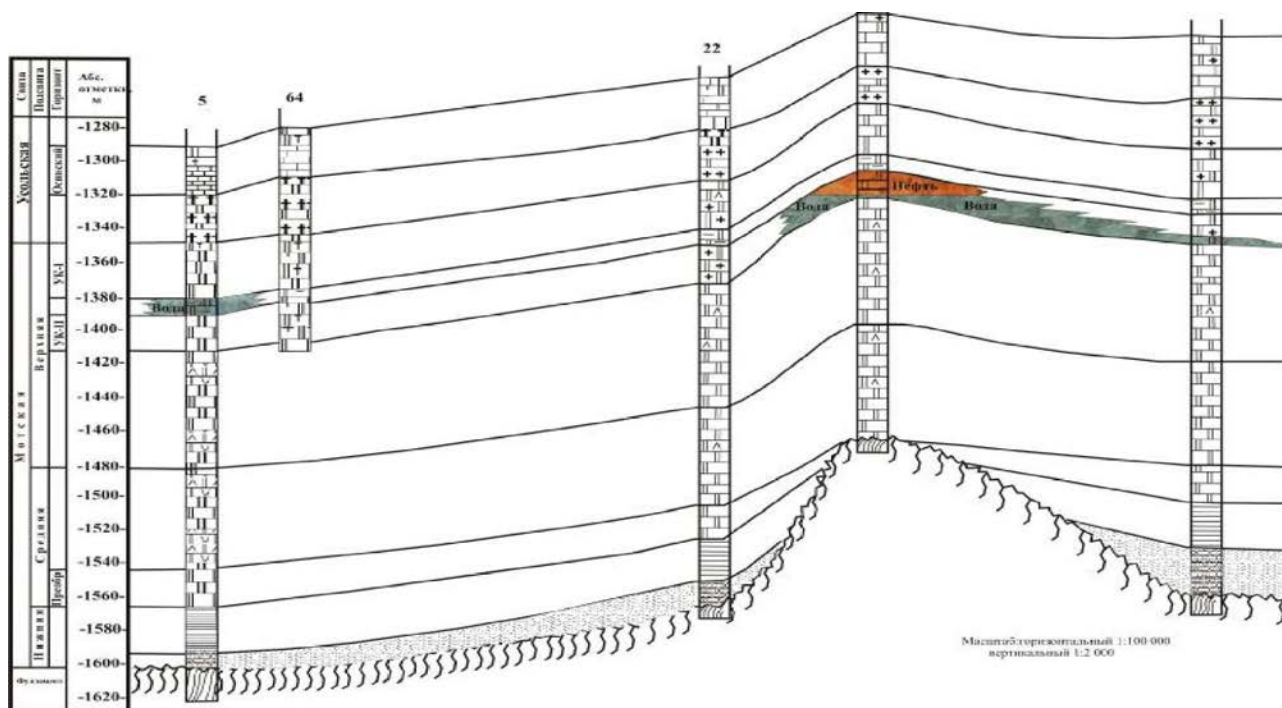


Рисунок 3 - Профильный геологический разрез по линии скважин 5-64-22-3-6,  
В. А. Петрова, 2008

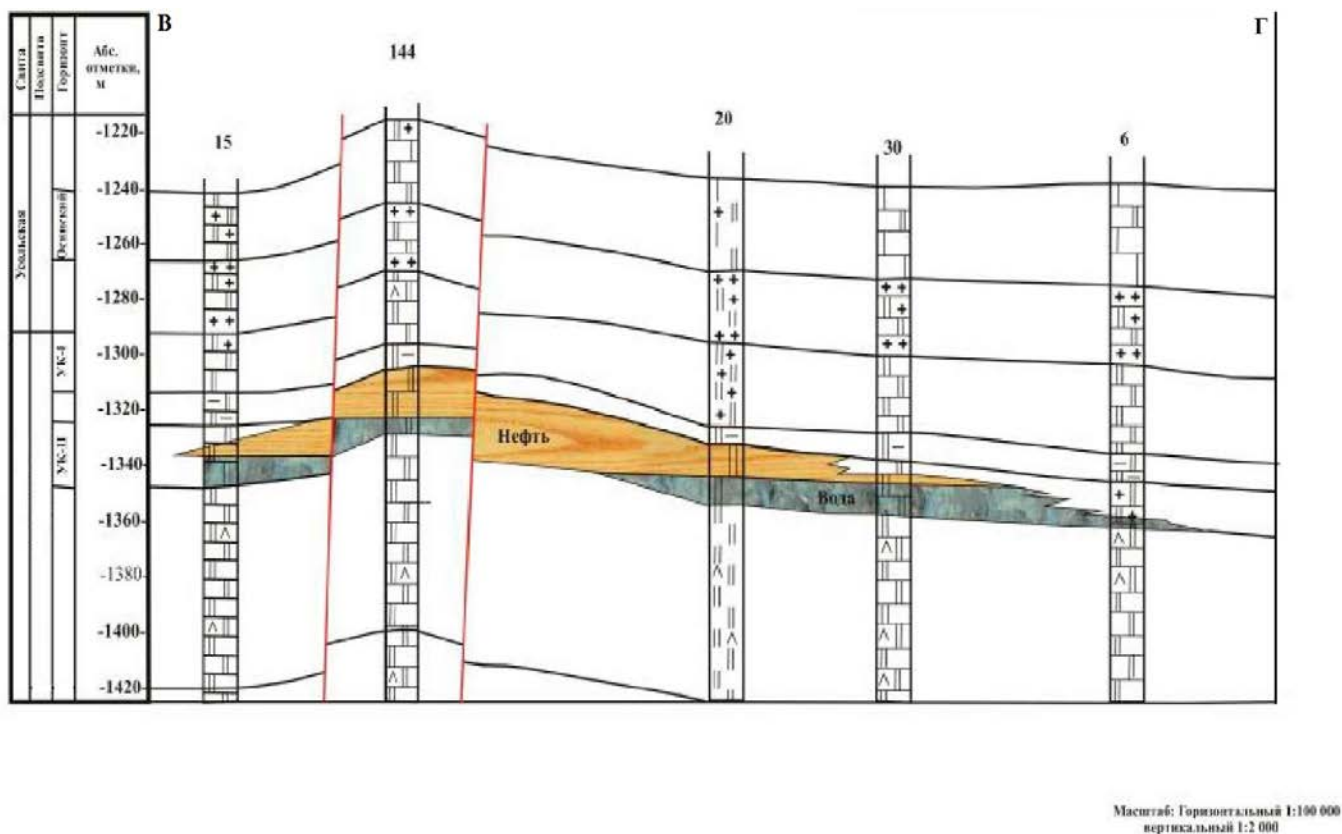


Рисунок 4 - Профильный геологический разрез по линии скважин 15-144-20-30-  
6, В. А. Петрова, 2008

сейсморазведочных работ и бурения, трассируются в устькутском горизонте с юго-запада на северо-восток.

В пласте выявлено 4 нефтяные залежи – три в центральной части месторождения и одна – на юго-западе. Ниже приводятся описания залежей, по которым произведен подсчет запасов нефти.

Нефтяная залежь 1 - выявлена скважиной № 15 на севере месторождения. С запада, севера и востока она ограничена литологической границей замещения коллектора на плотные разности. В плане контур залежи совпадает с полем развития общего коллектора, кроме юга, где она ограничена разрывным нарушением с амплитудой вертикального смещения около 15 м. Литологический контур залежи на востоке проведен по середине между скважинами, вскрывшими коллектор и не выявившими его, а на севере и западе – по градиенту изменения толщины коллектора. Размер ее 3×4 км, площадь 7,75 км<sup>2</sup>, высота – около 26 м, водонефтяной контакт, определен по данным ГИС и результатам испытания на абс. отметке минус 1340 м. Залежь структурно-литологическая с тектоническим ограничением на юге, пластовая. В скв. 15 коллектор состоит из 2-х пропластков толщиной 1,2 и 2,0 м (общей толщиной - 3,2 м), разделенных непроницаемым интервалом пород. Верхний пропласток нефтенасыщенный, нижний – водоносный. Залежь водоплавающая, поэтому в ней выделена одна водонефтяная зона. Запасы нефти подсчитаны по категории С<sub>2</sub>.

Нефтяная залежь 2 - расположена к югу от первой, с севера и юга ограничена разрывными нарушениями амплитудой по вертикали до 15 м. С запада и востока контурами залежи служат литологические границы замещения коллекторов на плотные разности пород. Залежь пластовая, структурно-литологическая, водоплавающая, размером 3,5×2,5 км. Площадью 9,75 км<sup>2</sup>, высотой 22 м, выявлена скв. 144. Коллектор в скважине обнаружен виде двух пропластков, расположенных в прикровельной и приподошвенной части разреза, толщиной 8,6 м и 8,2 м соответственно, разделенных шестиметровой толщей плотных пород. В нижней части коллектор (2,2 м) заполнен водой, ВНК

определен на абс. отметке минус 1322 м. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина определена в 4,8 м. Пластовые: давление 16,9 МПа, температура 21 °С. Дебит нефти достигал 15 м<sup>3</sup>/сутки (после солянокислотной обработки пласта). Запасы нефти по этой залежи подсчитаны по категории С<sub>2</sub>. Зона водонефтяная.

Нефтяная залежь 3 - пластовая, структурно-литологическая, на севере экранирована тектоническим нарушением. Она самая большая по площади и количеству запасов нефти. С запада, юга и востока она ограничена линией литологического замещения коллекторов непроницаемыми разностями пород (полностью засоленными и вторично-измененными) [15]. На юго-востоке ограничена контуром ВНК на абсолютной отметке минус 1336 м, на севере – разрывным нарушением, простирания северо-восточного с амплитудой вертикального смещения до 15 м. Размер залежи 9×6 км, площадь 43,375 км<sup>2</sup>, высота 29 м. Изучена залежь в 3-х скважинах (3, 20, 30). Суммарная нефтенасыщенная толщина коллектора в этих скважинах равна соответственно 14,2 м, 9,6 м, 2,5 м. Коллектор залегает в верхней части пласта в виде прослоев толщиной от 0,8 м до 12,6 м. В скважинах 20 и 30 обнаружены водонасыщенные прослои коллектора суммарной толщиной по 5,0 м. На основании этих данных в залежи выявлена чисто нефтяная зона площадью 10,375 км<sup>2</sup> и водонефтяная зона. По первой произведен подсчет запасов нефти по категории С<sub>1</sub>. В этой залежи находится наиболее высокодебитная скв. 3, с притоками нефти 65-130 м<sup>3</sup>/сутки (по данным ПЭ). Пластовое давление 17,4 МПа, пластовая температура 21 °С.

Перечисленные залежи гидродинамически разобщены: имеют разные отметки ВНК и разные пластовые давления.

Нефтяная залежь 4 - находится на юго-западе месторождения, обнаружена одной скважиной 5. Залежь литологически ограниченная со всех сторон. Контур ее проведен на середине расстояния между скважинами 5 и 64, 5 и 10 на севере и востоке. На юге и на западе граница залежи определена с использованием градиента изменения толщины коллектора, определенного

между названными скважинами. Размер залежи  $6 \times 2,5$  км, площадь  $13,25 \text{ км}^2$ , выявленная высота ее более 10 м. Скважиной вскрыт один интервал коллектора толщиной 7,6 м, залегающий в верхней половине пласта. При испытании устойчивый дебит нефти составлял  $65,6 \text{ м}^3/\text{сутки}$  через штуцер 6,0 мм при депрессии 4,43 МПа. Пластовое давление 19,8 МПа, пластовая температура –  $26^\circ\text{C}$ , что дало возможность по залежи 4 вычленить нефтяную зону для подсчета запасов нефти категории  $C_1$  – круг радиусом 0,6 км, вписанный в поле развития нефтенасыщенного коллектора, и зону для подсчета запасов нефти категории  $C_2$ , занимающую остальную площадь коллектора.

### **Выводы:**

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что в разрезе Даниловского месторождения установлена нефтегазоносность песчаников непской свиты, карбонатных горизонтов тэтэрской (преображенский, устькутский) и усольской (осинской) свит. Все выявленные залежи нефти и газа в пределах месторождения – пластовые, литологически экранированные.

## **2 Технологический раздел**

### **2.1 Текущее состояние разработки Даниловского месторождения**

Даниловское месторождение, открыто в 1983 г. в 190 км к северу от г. Киренска. Имеет слоистое строение. Глубина залегания – от 1600 м до 1800 м.. Извлекаемые запасы: по нефти - 1,4 млн т; по газу – 1,8 млрд куб. м.

Разработку Даниловского месторождения ведёт ООО «Иркутская нефтяная компания». До 2012 года эксплуатация Даниловского месторождения велась только в зимний период. После началась круглогодичная промышленная эксплуатация добычи углеводородного сырья. Месторождение разделяет на две части, река Нижняя Тунгуска, которая является судоходной для маломерного флота. Это разделение создаёт неудобства в процессе эксплуатации в летний период, так как между берегами отсутствует какое-либо сообщение в виде мостов или переправ.

В данный момент месторождение переживает вторую стадию разработки. Продолжается рост фонда действующих скважин. Используется 100% механизированный способ добычи. Вводятся в эксплуатацию водозаборные и нагнетательные скважины. Отбор жидкости по площади ведётся со всех трёх продуктивных горизонтов, основным является УК2.

Даниловское месторождение работает в осложненных условиях. В процессе эксплуатации приходится сталкиваться с:

- асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями (АСПО) в трубах и в насосном оборудовании;
- отложениями неорганических солей;
- коррозией скважинного и нефтепромыслового оборудования;
- влияние мехпримесей на работу насосного оборудования;
- высокий газовый фактор;
- образование газогидратных отложений;
- наличие сероводорода и т.д.

Так же при добыче нефти, ООО «Иркутская нефтяная компания» использует передовые технологии по извлечению природных ископаемых.

Одним из примеров служит тот факт, что в первые, в истории компании в 2013 году именно на Даниловском месторождении был проведен многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в скважине с горизонтальным окончанием ствола. До этого на месторождениях компании проводились только одностадийные ГРП. На скважине №XXX Даниловского месторождения ГРП позволил в десятки раз увеличить дебит нефти. Если изначально промышленный приток нефти на скважине отсутствовал, то после ГРП, проведенного в марте 2013 года, дебит составил сначала 80 куб. м в сутки с последующим снижением – в течение месяца - до показателя в 35 куб. м в сутки. В дальнейшем суточный приток стабилизировался на этом уровне. Скважина продолжает работать, что свидетельствует о серьезном успехе эксперимента.

В 2017 году начата закачка попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Даниловском месторождении. 3 февраля в комплексное опробование была запущена компрессорная установка К-2.1 на дожимной компрессорной станции в составе компрессора Ariel JGK/4-4 и газопоршневого приводного двигателя Waukesha L7044GSI, началась апробация оборудования.

По окончании комплексного опробования компрессорная установка была запущена в работу в штатном режиме и продолжает работать в настоящее время.

Запуск установки позволил утилизировать до 60% от общего объема добываемого ПНГ на Данилово. Оставшийся газ используется в процессе подготовки нефти, генерации электрической энергии и выработки тепловой энергии для обеспечения производственных, инфраструктурных и социальных объектов на Даниловском НГКМ. Закачка газа в пласт позволяет не только снизить объемы выбросов углекислого газа, но и способствует увеличению нефтеотдачи.

## **2.2 Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти методом ГРП**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это один из методов увеличения нефтеотдачи и отдачи газа, газового конденсата, а также увеличение приёмистости на нагнетательных скважинах. Метод ГРП заключается в создании высокопроницаемой трещины в коллекторе, обеспечивающей увеличение притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к зоне перфорации скважины.

Гидроразрыв пласта считается одним из самых сложных видов работ в нефтедобывающем сегменте. Эта технология была впервые опробована в США в 47-м году на низкопроницаемых коллекторах. В СССР первое ГРП было проведено в 1954 году.

В данный момент ГРП получил значительное распространение, как во всём мире, так и почти на всех действующих месторождениях Российской Федерации, ГРП применяется как в низкопроницаемых коллекторах, так и в высокопроницаемых пластах.

Проведение ГРП должно решить следующие задачи:

- создание высокопроводимой трещины путем закачки особой жидкости;
- трещина должна быть в раскрытом состоянии путем добавления в неё проппанта;
- производство откачки жидкости, которая ранее была закачана при проведении гидроразрыва с целью восстановления её фильтрационных свойств в призабойной зоне скважины;
- увеличение продуктивности пласта.

Показатели подбора месторождений для проведения ГРП выделяются в 4 группы. В первую группу включается оценка горно-геологических условий, во вторую включаются требования к характеристикам месторождения и его технического состояния, в третью группу - включается состояние

разрабатываемого месторождения, и в четвертую группу – включается экономическая целесообразность проведения ГРП на данном месторождении.

Результативность ГРП определяется: процентным соотношением обводнённости продуктивного горизонта, начальной нефтенасыщенностью пласта-коллектора, производительной мощностью интервала гидроразрыва, разнородность строения коллектора и разделённость его разреза, обособленностью интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми прослойками, а также расположением скважин по поддержанию пластового давления и степенью обводненности горизонта на участке работы скважин ППД.

После подбора объекта разработки, приступают к выбору скважин для проведения ГРП. Здесь, кроме целесообразности улучшения разработки месторождения, берётся во внимание техническое состояние скважины. Эксплуатационная колонна не должна иметь повреждений и деформаций в интервале установки пакера. Цементный камень в заколонном пространстве должен иметь крепкое сцепление с эксплуатационной колонной и коллектором, на расстоянии 60 м выше и ниже перфорированного интервала, чтобы исключить возможность появления грифонов в процессе проведения гидроразрыва пласта.

Интервал перфорации не должен превышать 19 - 25 м. Если интервал перфорации меньше указанных значений то потребуется проведение дополнительных технических и технологических мероприятий, позволяющих обеспечить безопасность проведения ГРП.

Положительным моментом для увеличения нефтеотдачи коллектора после проведения гидроразрыва пласта, является наличие в ней положительного скин-фактора до проведения ГРП. Высокий эффект от ГРП достигается в низкопроницаемых коллекторах.

Скважины, на которых проводится ГРП, должны находиться на достаточном удалении от контура водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК). При недостаточном удалении



нефтедобывающей скважины от газонефтяного контакта (ГНК) может произойти её быстрое заводнение или прорыв газовой шапки.

Идеальным объектом для ГРП является однотипный по пористости и проницаемости пласт удовлетворяющей толщины. Разнотипность продуктивного пласта может снижать целесообразность проведения ГРП. Так же, при проведении дизайна трещины гидроразрыва в разнотипном коллекторе не исключены ошибки в длине, форме и ширине трещины, а кроме того и технологического эффекта от проведения ГРП.

Все выше перечисленные условия эффективного применения ГРП с учетом низкой продуктивности (приемистости) скважин наталкивают на необходимость применения ГРП на Даниловском месторождении.

Применение ГРП на Даниловском месторождении должно удовлетворять следующим критериям:

Стадия истощения пласта.

При сильном истощении гидроразрыв нецелесообразен. Однако гидроразрыв может принести заметную пользу и в таких пластах путём фильтрации нефти при гравитационном режиме.

Сцементированность и состав (вещественный) коллектора.

Гидроразрыв успешен в известняках, доломитах, песчаниках и коллекторах смешанного состава. Хотя в несцементированных породах он обычно не рассматривается, есть успешные примеры.

Проницаемость коллектора.

Рекомендуется обрабатывать низкопроницаемые пласты.

Толщина коллектора. На современном уровне (мощная техника) толщина имеет второстепенное значение.

Предыдущие обработки. Если повторная операция сможет усилить масштабы воздействия (глубину, количество трещин, например), то она имеет смысл.

Изолированность зоны предстоящего воздействия. Жидкость разрыва пойдёт по пути наименьшего сопротивления. Если вместо продуктивного пласта трещина пройдёт по цементу, глине и т.п., то эффективности не будет.

История эксплуатации скважины.

Пригодны скважины, как со сравнительно гладкой, ровной, так и с крутой кривой истощения. История эксплуатации окружающих скважин.

Если продуктивность данной скважины ниже, чем у окружающих, она хороший кандидат для ГРП.

Расположение водонефтяного контакта.

Создание или продление трещин в водонасыщенную зону приводит к росту дебитов воды без увеличения дебита нефти. Опыт показал, что вертикальные трещины создаются неуправляемо и могут протянуться на много метров вглубь водоносной зоны под продуктивным пластом.

Результаты ГРП на месторождениях, разрабатываемых при естественном водонапорном режиме или при заводнении, показывают, что неблагоприятные последствия такого гидроразрыва наиболее значительны для пластов, работающих под воздействием подпора подошвенных вод или, когда такие воды просто присутствуют. Следует приложить специальные усилия, чтобы избежать трещин, проникающих в глубь водяной зоны.

Метод технологии ГРП основан на закачке жидкости гидроразрыва под высоким давлением (до 70МПа) в результате чего происходит расширение естественных и образование искусственных трещин в продуктивном горизонте. При дальнейшей закачке проппанта, кварцевого песка или состава кислотного происходит расширение образовавшихся трещин, тем самым увеличив проницаемость скважины. На (рисунке 5) показана технологическая схема

гидравлического разрыва пласта. Об образованию новых трещин говорит факт снижения давления закачки, а об открытии естественных трещин говорит факт увеличения расхода жидкости непропорционально росту давления. Технология проведения ГРП предусматривает закачку 10 – 60 м кубических жидкости при скорости нагнетания от 1,5 м<sup>3</sup>/мин.

В качестве жидкостей разрыва на нагнетательных скважинах закачивают воду с ПАВ, воду загущенную полимерами, эмульсию или просто воду. Для производства гидроразрыва пласта на нефтяных скважинах – закачивают нефть, специальный гель, или кислоту а после для закрепления трещин закачивают проппант и кварцевый песок, но проппант и песок могут и не закачивать, всё зависит от дизайна гидроразрыва пласта. На Даниловском месторождении в основном используются жидкости разрыва на водной основе и кислоты.

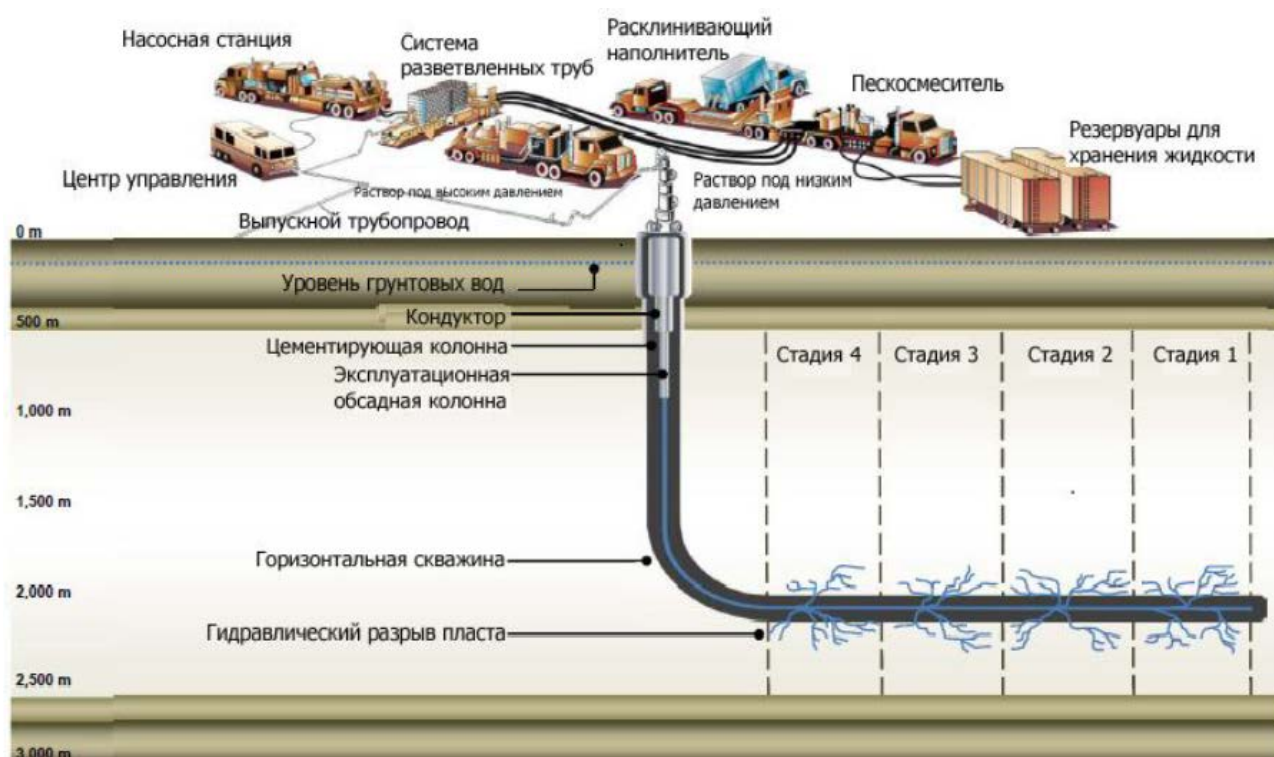


Рисунок 5 – Технологическая схема МГРП в горизонтальном стволе

На Даниловском месторождении ГРП применяют как при освоении скважин после бурения, так и в скважинах, находящихся в эксплуатации. На

рисунке 6 приведена диаграмма, характеризующая количество проведенных ГРП с 2013 по 2017 г.

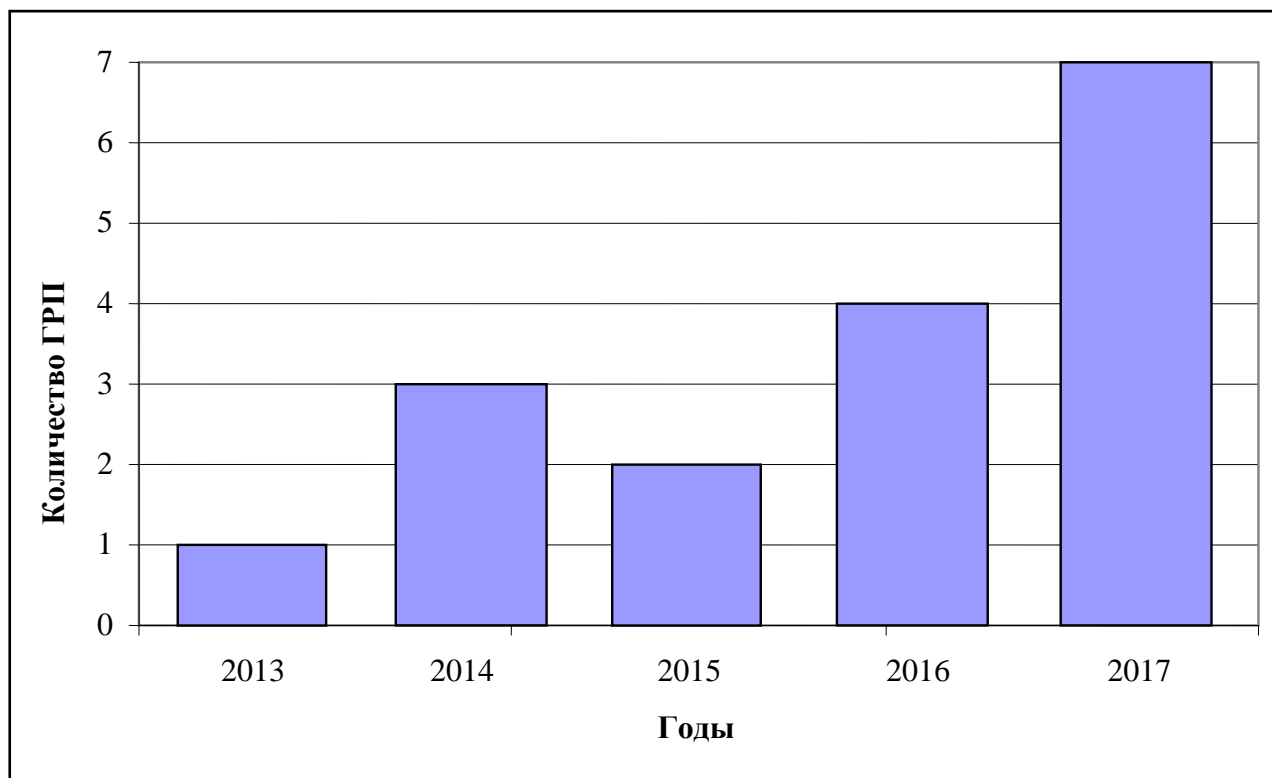


Рисунок 6 – Количество проведенных ГРП с 2013 по 2017 г.

Из рисунка 6 видно, что за период с 2013 по 2017г. включительно проведено 17 скважино - операций. Дополнительная добыча, оцененная за счет применения ГРП на 01.04.2017 равна 0,362 тыс. т нефти, что составляет 24,4% от накопленной ее добычи с начала разработки.

Проницаемость породы от проведенного ГРП зависит от качества трещины и ряда факторов которые между собой взаимосвязаны - это:

- 1) размера, типа и однородности закачиваемого проппанта;
- 2) степени его деформации или разрушения;
- 3) количества закачинного проппанта.

Существует два типа ГРП – это одностадийный ГРП и многостадийный. На Даниловском месторождении применяется только многостадийный ГРП.

При одностадийном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются только участок пласта на который установлен перфорированный патрубок. Многостадийное ГРП можно использовать как на отдельный пласт, например в горизонтальном окончании ствола, так и на различные, не взаимосвязанные между собой продуктивные горизонты.

Технология проведения ГРП на Даниловском месторождении включает в себя: промывку скважины; спуск в скважину подвески из НКТ на конце которой находятся в зависимости от количества стадий ГРП муфты и разбухающие пакера; установка фонтанной арматуры для проведения ГРП выдерживающая высокие давления до 70 Мпа; закачку по НКТ в пласт жидкости - гидроразрыва, жидкости - проппантаноносителя и продавочной жидкости; освоение и пуск скважины в работу.

Система подготовки жидкости ГРП включает в себя: смесительный агрегат (блендер), ёмкость с нефтью и песковоз. Замешивание жидкости необходимой для проведения ГРП производится непосредственно на кустовой площадке, перед самой закачкой.

Для проведения ГРП к устью скважины подключаются высоконапорные насосы, которые вместе с обвязкой опрессовываются на рабочее давление.

Управление непосредственно ГРП осуществляется в штабе, который находится на кустовой площадке и имеет автоматическую защиту от возможных аварий. В случае аварии в штабе автоматически отключают насосы. Сброс давления производится в вакуумную установку. Эта же вакуумная установка собирает остатки жидкости в обвязке и насосах после ГРП. Сброс давления из затрубного пространства производится в расходную ёмкость ЦА-320.

В качестве подземного оборудования при ГРП используются, высокопрочные насосно-компрессорные трубы из стали группы прочности "Е" диаметром 89 мм и толщиной стенки 6,5 мм.

Гидроразрыв может производиться с пакером, установленным на 30-50 м выше интервала перфорации и без пакера. В последнем случае возможно

производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна обладает нужным запасом прочности. Преимущество безпакерного ГРП в том, что по давлению создаваемому в затрубе можно контролировать забойное давление на скважине.

Подвеску ГРП спускают на забой на насосно-компрессорных трубах. К пакерам предъявляются следующие основные требования:

- пакер должен выдерживать максимальный перепад давления;
- пакер должен иметь наружный диаметр, обеспечивающий максимальный зазор между стенкой эксплуатационной колонны.

На рисунке 7 представлена четырёхпакерная компоновка для ГРП.

Четырёхпакерная компоновка для ГРП применяется для проведения ГРП, в эксплуатационных колоннах с условным наружным диаметром труб 140 - 178 мм.

Применение выше указанной компоновки позволяет проводить ГРП с минимальными осложнениями как при спуска, так и подъеме компоновки. Для отсоединения насосно-компрессорных труб от пакера и повторного соединения их с пакером применяются разделители колонн типа РК, устанавливаемые выше пакера. В оставляемую с пакером часть разделителя перед разделением при помощи канатной техники устанавливается пробка, отсекающая пласт, а извлекаемая часть разделителя поднимается вместе с НКТ.

### **2.3 Проектирование технического решения для реализации на Даниловского месторождения**

Для проведения ГРП на Даниловском месторождении предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным данным. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.

1. Низкопроницаемый коллектор, при этом должны соблюдаться следующие критерии.

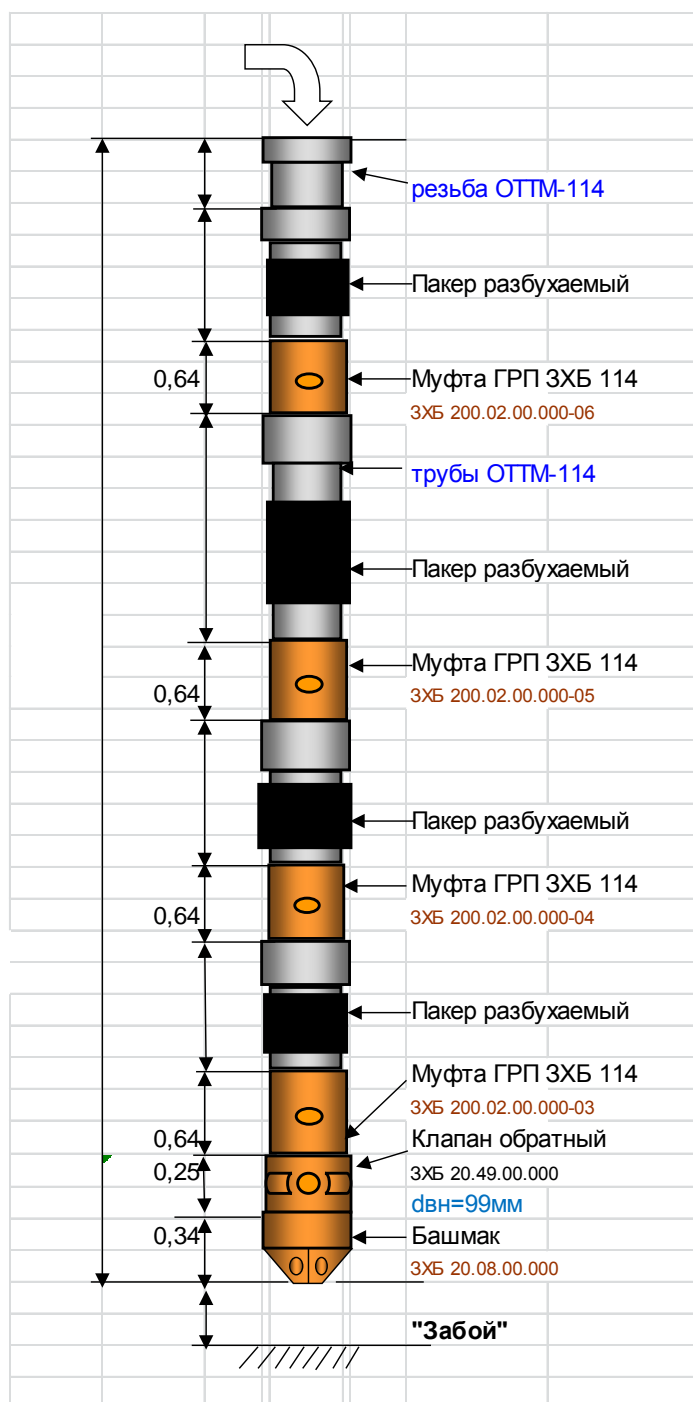


Рисунок 7 - Четырёхпакерная компоновка

- 1.1. эффективная толщина пласта не менее 40 м;
- 1.2. малое содержание в добываемой нефти газа, а также отсутствие законтурной воды;

1.3. продуктивный коллектор, на котором будет проводиться ГРП, должен быть отделен от других коллекторов непроницаемыми породами;

1.4. удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;

1.5. Извлечённая нефть из скважины не должна превышать 10% от извлекаемых запасов;

1.6. скважина должна быть технически исправна, состояние эксплуатационной колонны, и сцепление цементного камня с колонной в заколонном пространстве и породой должно быть в рабочем состоянии в интервале выше и ниже фильтра на 60м

1.7. проницаемость пласта должна составлять не более  $0,04 \text{ мкм}^2$  и при вязкости в пластовых условиях не более  $4 \text{ МПа} \times \text{с}$ .

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

2.1. начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;

2.2. наличие скин - фактора на КВД;

2.3. обводненность продукции скважин не должна превышать 10-15%;

2.4. продуктивность скважины должна быть ниже от проектно-базовой.

Как следует из всего вышеизложенного, приведенные критерии позволяют провести разностороннюю предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловой позиций.

При выполнении всех предъявляемых требований есть высокая вероятность успешности операций проводимых ГРП и увеличение нефтеотдачи пластов. Соответственно все затраты на проведения ГРП должны в дальнейшем компенсироваться и принести прибыль компании.

Проектируемая программа работ по гидроразрыву пласта:



1. Остановка скважины. Стравливание давления. Подготовка к глушению скважины.
2. Проведение инструктажа по проведению работ и ТБ.
3. Завоз оборудования для глушения скважин и материалов на место проведения работ и глушение скважины.
4. Подписание акта приемки куста.
5. Проведение инструктажа по проведению работ и ТБ.
6. Проверка на проявление на устье скважины.
7. Монтаж подъемника КРС и соответствующего оборудования.
8. Инструктаж по ТБ перед началом работ.
9. Проверка на проявление на устье скважины, демонтаж фонтанной арматуры.
10. Монтаж ПВО и испытание
11. Подъем НКТ и внутрискважинного оборудования из скважины.
12. Завоз на место проведения работ НКТ 73мм. Спуск пера, скрепера и шаблона до заданной глубины. Промывка скважины и подъем компоновки.
13. Инструктаж по ТБ и производственный инструктаж.
14. Монтаж геофизической установки (обеспечивается ЦДНГ) и проведение геофизических работ (АКЦ и термометрия) если будет необходимо
15. Привязка каротажа и перфорация/ доп. перфорация интервалов указанных в плане – работ . При доп. перфорации использовать перфораторы с плотностью от 10 до 20 отверстий на метр и фазировкой 60 или 90 градусов. Демонтаж геофизического подъемника. Геофизический подъемник и перфорационное оборудование и инструмент обеспечивается ЦДНГ.
16. Завоз НКТ 88,9мм на место проведения работ.
17. Монтаж забойного оборудования для проведения ГРП.
18. Спуск пакера с пером до заданной глубины.
19. Демонтаж ПВО и установка головки ГРП.
20. Устанавливается пакер, проверяется необходимый зазор, сажается головка ГРП на сжатие 10 тонн.

21. Демонтаж подъемника и освобождение места для ГРП.
22. Завоз крана для работы геофизической партии на место проведения работ и установка геофизического оборудования для термометрии после мини ГРП. (кран, геофизический подъемник и оборудование, инструмент предоставляется ЦДНГ) .Монтаж оборудования для проведения ГРП.
23. Бригада ГРП производит мини ГРП на первой скважине.
24. Монтаж геофизического подъемника (обеспечивается ЦДНГ) и проведение 2-ойтермометрии. Демонтаж геофизического подъемника.
25. Проведение ГРП согласно утвержденной Программы ГРП.
26. Демонтаж оборудования ГРП и передача скважины бригаде КРС.
27. Проводится инструктаж по ТБ и производственный инструктаж.
28. Трубное давление не должно превышать 45 атмосфер. При необходимости стравить.
29. Монтаж подъемника и вспомогательного оборудования.
30. Проведение инструктажа по ТБ. Если проппант остался в НКТ в зависимости от ситуации будет принято решение о подъеме НКТ вместе с проппантом или о спуске 48 мм НКТ и очистке НКТ 88.9 мм до подъема подвески.
31. Трубное давление не должно превышать 45 атмосфер
32. Поднять ГРП головку с подвеской, уравнивать давления, и сорвать пакер.
33. Посадить головку ГРП и произвести обратную промывку до чистого.
34. Проверить на проявление и снять головку ГРП. Установить ПВО и испытать в соответствии с требованиями
35. Поднять из скважины пакер и НКТ.
36. Спустить перо на НКТ 73 мм до забоя.
37. Промыть скважину обратной циркуляцией и поднять подвеску НКТ .
38. Спустить в скважину 73 мм НКТ для проведения испытания .
39. Демонтировать ПВО, установить фонтанную арматуру с представителем ЦДНГ.

40. Провести паровую обработку устья скважины и демонтировать подъемник.

41. Передать скважину ЦДНГ.

## **2.4 Определение технологической эффективности при реализации технологии ГРП**

### **2.4.1 Исходные данные для определения технологической эффективности ГРП**

С целью интенсификации добычи нефти и поддержания дебитов скважин на уровне проекта на Даниловском месторождении проводятся ГРП.

В качестве примера произведем расчет процесса ГРП по скважине № XXX.

В качестве расклинивающего агента примем проппант с диаметром частиц 0,6 – 1,4 мм. В качестве жидкости разрыва и жидкости - песконосителя используем товарную нефть с добавкой асфальтита плотностью  $\rho_n = 940 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $\mu = 205 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Количество жидкости разрыва не поддается точному расчету. Оно зависит от вязкости жидкости разрыва и ее фильтруемости, проницаемости пород ПЗП (с учетом естественной трещиноватости), темпа закачки жидкости и давления разрыва. По данным объем жидкости разрыва изменяется от 4 до 15 м<sup>3</sup>.

### **2.4.2 Выбор метода определения технологической эффективности ГРП**

Гидроразрыв пласта относится к группе физических методов.

Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи характеризуется:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта;

- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;

- сокращением объема попутно добываемой воды. Дополнительно добытая нефть за установленный период времени определяется арифметической разностью между фактической скважин с ГРП и расчетной добычей без проведения ГРП.

При расчёте добычи нефти за прошедший период задача основана в правильном определении базовой добычи нефти.

Одним из методов является повариантный расчет технологических показателей разработки, базирующийся на физически содержательных математических моделях. В этом случае расчетные показатели к фактическим возможны при наличии исходных параметров и длительной истории эксплуатации. Данный метод позволяет определять изменения добычи по группам скважин, залежам и возможностью количественной оценки взаимовлияния между скважин.

Создание расчетной модели объектов даже по отдельным площадям сопряжено с очень большим объемом работ. В связи с малым периодом эксплуатации Даниловского месторождения имеется очень скудная геолого-физическая и геолого-промысловая информация, часть которой подвержена изменениям в процессе эксплуатации скважин, во времени. В итоге, в значительной мере затрудняется адаптация расчетной модели и получения надежных прогнозных технологических показателей разработки. При этом представляется, что результаты наиболее приемлемы или страдают наименьшей погрешностью для относительных оценок взаимовлияния скважин, т.е. их интерференции.

В заключении можно отметить, что ГРП позволяет решать следующие задачи:

- 1) повышение продуктивности низкопроницаемого коллектора;
- 2) расширение интервала притока при многопластовом строении объекта;

3) интенсификация притока нефти, изоляция притока воды, регулирование профиля приемистости и т.д.

Количество жидкости - песконосителя зависит от свойств этой жидкости (вязкость, фильтруемость и пескоудерживающая способность), количества закачиваемого в пласт проппанта и его концентрации. Общее количество проппанта определяется суммарным объемом полученных вновь и расширенных естественных трещин и объем имеющихся в отдельных случаях каверн и пустот. Но эти объемы не поддаются заранее даже приближенному расчету, а поэтому нельзя определить расчетом количество потребного проппанта.

Содержание проппанта в жидкости разрыва определяется ее вязкостью.

Глубина скважины  $H = 1680$  м; диаметр эксплуатационной колонны  $D = 0,168$  м; эффективная толщина пласта  $h = 55,2$  м; пластовое давление  $P_{пл} = 17,65$  МПа; средняя проницаемость пласта  $k = 0,0076 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>; радиус контура питания  $R_k = 355$  м; модуль упругости пород  $E = 10^4$  МПа.

Давление разрыва определяется по формуле [1]:

$$P_p = P_{гв} - P_{пл} + \sigma_p, \quad (1)$$

где  $P_{гв}$  - вертикальная составляющая горного давления, МПа;

$P_{пл}$  - пластовое давление, МПа;

$P_p$  - давление расслоения пород,  $P_p = 1,5 - 3$  МПа.

$$P_{гв} = H \cdot \rho_{п} \cdot g, \quad (2)$$

где  $H$  - глубина залегания продуктивного пласта, м;

$\rho_{п}$  - средняя плотность вышележащих пород,  $\rho_{п} = 2600$  кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

$$P_{гв} = 1680 \cdot 2600 \cdot 9,81 = 65,04 \text{ МПа} ,$$

тогда  $P_p$  будет равно

$$P_p = 65,04 - 17,65 + 2 = 49,39 \text{ МПа}$$

Горизонтальная составляющая горного давления определяется по формуле

$$P_z = \frac{P_{гв} \cdot \nu}{(1 - \nu)}, \quad (3)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона,  $\nu = 0,3$ .

$$P_r = \frac{65,04 \cdot 0,3}{(1 - 0,3)} = 27,87 \text{ МПа}.$$

В подобных случаях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины.

Определим оптимальную концентрацию проппанта в зависимости от скорости осаждения зерен проппанта в рабочей жидкости по эмпирической формуле [4, 5]

$$C_{п} = \frac{4000}{V_{осажд.}}, \quad (4)$$

где  $C_{п}$  – концентрация проппанта,  $\text{кг/м}^3$ ;

$V_{осажд.}$  – скорость осаждения зерен проппанта диаметром 0,8 мм, м/ч. В данном случае при вязкости жидкости - песконосителя  $\mu = 200 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ , скорость осаждения зерен проппанта составляет  $V_{осажд.} = 13 \text{ м/ч}$ .

$$C_{\pi} = \frac{4000}{13} = 307,7 \text{ кг/м}^3$$

Таким образом содержание проппанта  $C_{\pi} = 307,7 \text{ кг/м}^3$ , плотность проппанта принимаем равным  $\rho_{\text{пес}} = 2500 \text{ кг/м}^3$ , темп закачки  $Q = 15 \text{ л/с}$ .

Массу проппанта определим по формуле

$$m_{\pi} = C_{\pi} \cdot V_{\text{ж}} = 307,7 \cdot 10 = 3077 = 3,1 \text{ т} \quad (5)$$

Запроектируем, что при ГРП непрерывно закачивают жидкость разрыва в объеме  $V_{\text{ж}} = 1 \text{ м}^3$ . Для определения параметров трещины используем формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П. Желтова. Оценим сначала ширину трещины после закачки  $V_{\text{ж}} = 1 \text{ м}^3$  жидкости разрыва, для чего определим давление на забое  $P_{\text{заб}}$  по формуле [12]

$$\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_{\text{г}}^3 \cdot V_{\text{ж}}}, \quad (6)$$

$$\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot (10^{10})^2 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 10^{-3}}{(1 - 0,3^2)^2 \cdot (27,87 \cdot 10^6)^3 \cdot 1} = 8,8 \cdot 10^{-5}.$$

$$\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} = \sqrt[3]{\left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} - 1 \right)^3 \right)} + 1, \quad (7)$$

$$\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} = \sqrt[3]{(8,8 \cdot 10^{-5})} + 1 = 1,044$$

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} \cdot \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{г}}} = 27,87 \cdot 1,044 = 29,1 \text{ МПа} \quad (8)$$

Длина трещины после закачки  $V_{ж} = 1 \text{ м}^3$

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_r)}}, \quad (9)$$

$$l = \sqrt{\frac{1 \cdot 10^{10}}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 5,2 \cdot (29,1 - 27,87) \cdot 10^6}} = 17,52 \text{ м.}$$

Раскрытость или ширина трещины

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot l \cdot (P_{заб} - P_r)}{E}, \quad (10)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 17,52 \cdot (29,1 - 27,87) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0,008 \text{ м} = 8 \text{ мм}$$

Судя по полученному результату можно сделать вывод, что раскрытость трещины вполне достаточна, чтобы проппант фракции 0,8 – 1,2 мм поступал в нее при закачке следующей порции жидкости разрыва ( $10 \text{ м}^3$ ), являющейся одновременно и жидкостью-песконосителем.

Объемная доля проппанта в смеси

$$n_0 = \frac{\frac{C_{п}}{\rho_{пес}}}{\frac{C_{п}}{\rho_{пес}} + 1} = \frac{\frac{307,7}{2500}}{\frac{307,7}{2500} + 1} = 0,110 \quad (11)$$

Вязкость жидкости-песконосителя определяется по формуле



$$\mu_{ж} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0) = 200 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,110) = 283,76 \text{ мПа}\cdot\text{с} \quad (12)$$

Давление на забое скважины в конце гидроразрыва (после закачки  $10 \text{ м}^3$  жидкости в трещину) определяется по формулам (6, 8)

$$\frac{P_{заб}^*}{P_r} \left( \frac{P_{заб}^*}{P_r} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot (10^{10})^2 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 283,76 \cdot 10^{-3}}{(1 - 0,3^2)^2 \cdot (27,87 \cdot 10^6)^3 \cdot 10} = 1,25 \cdot 10^{-5},$$

$$\frac{P_{заб}^*}{P_r} = \sqrt[3]{(1,25 \cdot 10^{-5})} + 1 = 1,023,$$

$$P_{заб}^* = 27,87 \cdot 1,023 = 28,51 \text{ МПа}$$

Длину трещины находим по формуле (4.9)

$$l^* = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10}}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 5,2 \cdot (28,51 - 27,87) \cdot 10^6}} = 76,79 \text{ м}$$

Ширину трещины – по формуле (4.10)

$$\omega^* = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 76,79 \cdot (28,51 - 27,87) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0,018 \text{ м} = 18 \text{ мм}$$

Жидкость-песконоситель распространяется в трещине на расстоянии от скважины, примерно равном 90% ее длины, т.е.

$$l_1 = 0,9 \cdot l = 0,9 \cdot 76,79 = 69,111 \text{ м}. \quad (13)$$

После снятия давления трещина закрывается не полностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Принимая пористость проппанта в трещине после ее закрытия  $m=0,3$ , определим остаточную ширину трещины

$$\omega_1 = \frac{\omega \cdot n_0}{1 - m} = \frac{0,018 \cdot 0,110}{1 - 0,3} = 0,0028 \text{ м.} \quad (14)$$

Проницаемость трещины такой ширины

$$k_{\text{тр}} = \frac{\omega_1^2}{12} = \frac{0,0028^2}{12} = 0,653 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2. \quad (15)$$

Средняя проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине определяется по формуле

$$k_1 = \frac{(\pi \cdot D - \omega_1) \cdot k + \omega_1 \cdot k_{\text{тр}}}{\pi \cdot D}, \quad (16)$$

$$k_1 = \frac{(3,14 \cdot 0,146 - 0,0028) \cdot 0,00763 \cdot 10^{-12} + 0,0028 \cdot 0,653 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 0,146} = 0,4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2.$$

Средняя проницаемость пласта при наличии вертикальной трещины будет уменьшаться с возрастанием расстояния от скважины. При ее оценке примем ширину трещины после смыкания одинаковой на любом расстоянии от скважины, а ее проницаемость неизменной. Тогда по формуле (16) средняя проницаемость на расстоянии 1 м от скважины будет

$$k_1^* = \frac{(3,14 \cdot 1,146 - 0,0028) \cdot 0,00763 \cdot 10^{-12} + 0,0028 \cdot 0,653 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 1,146} = 0,51 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2,$$

а на расстоянии, равном радиусу раскрытости  $l_1$  трещины

$$k_1^{**} = \frac{(3,14 \cdot 69,111 - 0,0028) \cdot 0,00763 \cdot 10^{-12} + 0,0028 \cdot 0,653 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 69,111} = 0,84 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2.$$

Как видно из расчетов, в области распространения трещины, средняя проницаемость превышает проницаемость пласта. Поэтому приток в скважину будет в основном происходить по трещине с направления, в котором трещина получила развитие.

Гидроразрыв будем проводить через насосно-компрессорные трубы с внутренним диаметром  $d = 0,073$  м, изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

### 2.4.3. Расчет технологической эффективности при реализации ГРП

1. Определим технологические параметры ГРП.

1) Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Плотность жидкости-песконосителя

$$\rho_{ж} = \rho_n(1 - n_0) + \rho_{пес} \cdot n_0 = 930 \cdot (1 - 0,110) + 2500 \cdot 0,110 = 1102,7 \text{ кг/м}^3 \quad (17)$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{см}}{3,14 \cdot d \cdot \mu_{см}} = \frac{4 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 1102,7}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 283,76 \cdot 10^{-3}} = 1017,2 \quad (18)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64}{1017,2} = 0,063 \quad (19)$$

По Ю.В. Желтову, при наличии пропанта в жидкости при  $\text{Re} > 200$  происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при  $\text{Re} = 1017,2$  и  $n_0 = 0,110$  возрастают в 1,52 раза

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot H}{2 \cdot 3,14^2 \cdot d^5} \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (20)$$

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot 0,063 \cdot \frac{16 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1550}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,073^5} \cdot 1102,7 = 23,71 \text{ МПа}$$

2) Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве

$$P_y = P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H + P_{\text{тр}}, \quad (21)$$

$$P_y = 29,1 - (1102,7 \cdot 9,81 \cdot 1550 \cdot 10^{-6}) + 23,71 = 25,23 \text{ МПа}$$

3) Предположим, что рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН - 700.

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot k_{\text{тс}}} + 1 \quad (22)$$

где  $P_a$  – рабочее давление агрегата, МПа;

$Q_a$  – подача агрегата при этом давлении, л/с;

$k_{\text{тс}}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы,  $k_{\text{тс}} = 0,5-0,8$ .

$$N = \frac{25,23 \cdot 15}{51 \cdot 8,3 \cdot 0,8} + 1 = 2,12 \approx 2$$

4) Объем жидкости для продавки жидкости - песконосителя

$$V_{\Pi} = 0,785 \cdot d^2 \cdot H = 0,785 \cdot 0,073^2 \cdot 1550 = 10,67 \text{ м}^3. \quad (23)$$

5) Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом при работе его на II скорости

$$t = \frac{V_{\text{ж}} + V_{\Pi}}{Q_a} = \frac{\left( \frac{10 + 10,67}{8,3 \cdot 10^{-3}} \right)}{60} = 41,51 \text{ мин.} \quad (24)$$

6) Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины  $r_c$  после ГРП принимается равным радиусу трещины  $R_{\text{тр}}$

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg \frac{R_{\text{к}}}{r_c}}{\lg \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{тр}}}} \quad (25)$$

где  $Q_1$  и  $Q_2$  – дебит скважины соответственно до и после гидроразрыва,  $\text{м}^3/\text{сут.}$

$R_{\text{тр}}$  – длина трещины равная  $l_1 = 69,111 \text{ м.}$

$$n = \frac{\lg \frac{355}{0,073}}{\lg \frac{355}{69,111}} = 5,2$$

$$Q_2 = n \cdot Q_1 = 5,2 \cdot 3,1 = 16,04 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (26)$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта на скважине можно ожидать увеличение дебита скважины в 5,2 раза.

7) Определим дополнительную добычу жидкости за счет применения ГРП

$$\Delta Q_{\text{ж}} = Q_2 - Q_1 = 16,04 - 3,1 = 12,94 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (27)$$

8) Доля нефти в добываемой жидкости определяется по формуле

$$\Delta Q_{\text{н}} = (\Delta Q_{\text{ж}} - \Delta Q_{\text{в}}) \cdot \rho_{\text{н}} \quad (28)$$

где  $\Delta Q_{\text{в}}$  – доля воды в добываемой жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

$$\Delta Q_{\text{в}} = \frac{\Delta Q_{\text{ж}} \cdot n_{\text{в}}}{100}, \quad (29)$$

где  $n_{\text{в}}$  – объемная обводненность после проведения ГРП, %. После проведения ГРП в различных скважинах по пласту ВШ, ВIV, BV объемная обводненность в среднем возрастала в 1,5 – 2,0 раза, так до обработки она составляла 6,2%.

$$\Delta Q_{\text{в}} = \frac{12,94 \cdot 24,8}{100} = 3,22 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$\Delta Q_{\text{н}} = (12,94 - 3,22) \cdot 0,767 = 7,48 \text{ т/сут}$$

В результате проведенных расчетов были спрогнозированы: дополнительная добыча жидкости за счет применения ГРП  $\Delta Q_{\text{ж}} = 12,94 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а также дополнительная добыча нефти  $\Delta Q_{\text{н}} = 7,48 \text{ т/сут}$ ; размеры трещины после ГРП  $l_1 = 69,111 \text{ м}$ ,  $h = 0,018 \text{ м}$ ; концентрация проппанта  $C_{\text{п}} = 307,7 \text{ кг/м}^3$ ; давление на забое в начале и в конце гидроразрыва –  $P_{\text{заб}} = 29,1 \text{ МПа}$  и  $P_{\text{заб}} = 28,51 \text{ МПа}$ ; давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве  $P_{\text{у}} = 25,23 \text{ МПа}$  и потери давления на трение  $P_{\text{тр}} = 23,71 \text{ МПа}$ .

Полученные результаты расчета эффективности гидроразрыва пласта сведем в таблицу 1. По этой же методике были подсчитаны и остальные 6 скважин, на которых предлагается провести ГРП.

2. Для функционирования проектируемого оборудования необходимо рассчитать его основные параметры на прочность с учетом требований условий работы.

1) Расчет цилиндра пакера на прочность.

Для проведения расчета на прочность необходимо выбрать формулу по которой будут вестись расчеты. По условию если

$$\frac{r_2}{r_1} > 1,15, \quad (30)$$

где  $r_1$  – внешний радиус;

$r_2$  – внутренний радиус.

то корпус следует рассматривать как толстостенный цилиндр. Если же данное условие не выполняется, то корпус рассчитывается как тонкостенный цилиндр.

Для корпуса цилиндра имеем в наиболее тонком сечении

$$\frac{r_2}{r_1} = \frac{59}{55} = 1,08 < 1,15$$

Исходя из этого, расчет корпуса цилиндра ведем как для тонкостенного цилиндра.

Расчет корпусов из пластичного материала для тонкостенных цилиндров ведется по формуле

$$\delta_c = \frac{r_1 p_i}{[\sigma_p]}, \quad (31)$$

где  $\delta_c$  – толщина стенки;

$[\sigma_p]$  – допускаемое напряжение на растяжение. Для стали 45  $[\sigma_p]=360$  МПа;

$p_i$  – максимальная величина давления жидкости.  $p_i=11$  МПа.

Минимальная толщина стенки цилиндра

$$\delta_c = \frac{r_1 p_i}{[\sigma_p]} = \frac{55 \cdot 10^{-3} \cdot 11 \cdot 10^6}{360 \cdot 10^6} = 3,43 \text{ мм}$$

Сравниваем с существующей толщиной стенки 4 мм > 3,43 мм, что допустимо. Следовательно, цилиндр удовлетворяет условиям прочности.

## 2) Расчет пакера на герметичность.

При расчете пакера определяют необходимое для герметизации контактное давление, осевую силу, обеспечивающую это давление, оптимальную высоту уплотняющего элемента и длину хода штока пакера.



Контактное давление между обсадной колонной и уплотняющими элементами равно

$$P_k = P_{кс} + P_{кп}, \quad (32)$$

где  $P_{кс}$  и  $P_{кп}$  - контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно.

Резина, применяемая в пакерах, имеет коэффициент Пуассона  $\mu = 0,475$ .

Для определения контактного давления  $P_k$  и наименьшей величины осевой силы  $Q$ , обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используют следующие уравнения, вытекающие из (32)

$$p_k = \frac{\mu_p}{1 - \mu_p} \cdot \left[ \frac{Q}{F} - G \frac{(R_c^2 - r_{ш}^2)^3 - (R_n^2 - r_{ш}^2)^3}{(R_c^2 - r_{ш}^2)^2 (R_n^2 - r_{ш}^2)} + \Delta p \right]; \quad (33)$$

$$Q \geq 0,111 \Delta p F + G F \cdot \frac{(R_c^2 - r_{ш}^2)^3 - (R_n^2 - r_{ш}^2)^3}{(R_c^2 - r_{ш}^2)^2 (R_n^2 - r_{ш}^2)} \text{ при } p_k = \Delta p \quad (34)$$

Где  $F$  - площадь поперечного (диаметрального) сечения уплотнительной манжеты;

$\Delta p$ - перепад давления у пакера;

$G=6$ МПа-модуль сдвига резины;

$R_c=65$ мм- наружный радиус резины после деформации;

$r_{ш}=43$ мм- внутренний радиус резины;

$R_n=59$ мм- наружный радиус резины до деформации.

Принимаем  $\Delta p=10$ МПа

$$F = \pi \cdot (D^2_{н} - D^2_{вн}) / 4, \quad (35)$$

где  $D^2_{\text{н}}$  и  $D^2_{\text{вн}}$  - соответственно наружный и внутренний диаметры рабочих поверхностей уплотнительного элемента пакера после деформации.

$$F=3,14 \cdot (0,118^2-0,086^2)/4=0,00746 \text{ м}^2.$$

Тогда получим

$$Q \geq 0,111 \cdot 10 \cdot 10^6 \cdot 0,00746 + 6 \cdot 10^6 \cdot 0,00746 \cdot ((0,13^2-0,043^2)^3 - (0,18^2-0,043^2)^3) / ((0,13^2-0,043^2)^2 \cdot (0,18^2-0,043^2)) = 53,86 \text{ кН}.$$

### 3) Расчет на прочность деталей пакера

В большинстве случаев разрушение происходит в наиболее опасных сечениях. В данной конструкции пакера наиболее опасными являются сечения основания пакера  $D = 70 \text{ мм}$  и сечения ствола пакера  $D = 56 \text{ мм}$  в местах расположения канавок.

Максимально допустимую нагрузку  $P_{\text{max}}$  определяют исходя из площади опасного сечения и предела текучести

$$P_{\text{max}} = F_{\text{н}} \cdot \sigma_{\text{т}}, \quad (40)$$

где  $F_{\text{н}}$  – площадь опасного сечения,  $\text{мм}^2$ ,

$$F_{\text{н}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d_{\text{вн}}^2), \quad (41)$$

где  $D$  – наружный диаметр резьбы в опасном сечении;

$d_{\text{вн}}$  – диаметр проходного отверстия.

Проверим на прочность первое сечение:

Для него  $D = 70$  мм,  $d = 60$  мм. Тогда получим

$$F_H = \frac{3,14}{4} \cdot (70^2 - 60^2) = 1020 \text{ мм}^2,$$

где  $\sigma_T = 340$  МПа – предел текучести материала Сталь 45 ГОСТ 4543 - 71.

$$P_{\max} = 1020 \cdot 340 \cdot 10^6 = 145025 \text{ Н}.$$

Реально действующее растягивающее усилие в этом сечении будет возникать от давления рабочей жидкости на цилиндр. Приблизительно его можно считать равным  $P = 56$  кН. По условию прочности необходимо

$$P_{\max} > P k_3 \tag{42}$$

Коэффициент запаса прочности принимаем равным  $k_3 = 2$

$$P_{\max} = 145025 > 56000 \cdot 2 = 112000.$$

*Следовательно, условие прочности выполняется.*

Проверим на прочность второе сечение:

Для него  $D = 56$  мм и  $d = 46$  мм. Получим

$$F_H = \frac{3,14}{4} \cdot (56^2 - 46^2) = 1821 \text{ мм}^2,$$

где  $\sigma_T = 560$  МПа – предел текучести материала пакера

$$P_{\max} = 1821 \cdot 560 = 967302,6 \text{ Н.}$$

Реально действующее растягивающее усилие в этом сечении будет возникать от давления рабочей жидкости на цилиндр. Приблизительно его можно считать равным  $P = 56$  кН. По условию прочности необходимо

$$P_{\max} > Pk_3$$

Коэффициент запаса прочности принимаем равным  $k_3 = 2$

$$P_{\max} = 967302,6 > 112000.$$

Следовательно, условие прочности выполняется.

### **Выводы**

На Даниловском месторождении при проведении гидравлического разрыва пласта применяется большое количество различной техники. Можно сделать вывод, что к гидравлическому разрыву пласта предъявляются высокие требования по выбору объекта воздействия, технологической эффективности в связи с большими затратами на проведение ГРП, квалификации персонала для обеспечения экологической безопасности. Для выполнения ГРП необходимо применять новые технологии, технику и материалы.

При реализации технологии ГРП возникают проблемы требующие решения. Теоретически установлено, что при низких темпах закачки жидкости ГРП (около 2,5 м<sup>3</sup>/мин) образуются длинные (до 300 м) трещины. Для

формирования относительно коротких и широких трещин необходимы вдвое большие темпы закачки жидкости. Наличие длинных трещин, как известно, может способствовать нежелательным преждевременным прорывам закачиваемых вод.

Помимо изложенного немаловажным является и существенное различие в очередности операций при пуске скважины в работу. Так, непосредственно после ГРП по зарубежной технологии проводится отработка скважины на излив через различные штуцера в возрастающей последовательности их диаметров: 2, 4, 8 мм; тем самым обеспечивается плавное увеличение депрессии в призабойной зоне, сопровождающееся выносом жидкости гидроразрыва, укреплением горным давлением проппанта в трещине и подключением в работу объекта разработки. Как следует из вышеизложенного, во всем процессе работ ГРП в среду коллектора призабойной зоны извне водная фаза не привносится, что благоприятствует движению и извлечению нефтяной фазы.

В промысловой отечественной практике растворы для ГРП должны образом не фильтруются, поэтому в скважину закачивается много инородных веществ песчано - глинистого состава. Содержание их настолько велико, что нередко является причиной выхода из строя насосного оборудования. Отсюда несложно представить степень кольтматации проницаемых прослоев в интервале перфорации, трещине гидроразрыва и неизбежного снижения за счет этого продуктивности скважин.

### **3. Безопасность и экологичность проекта.**

Все технологические процессы нефтяной промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) при соответствующих условиях могут нарушать естественную экологическую обстановку. Нефть, углеводороды нефти, нефтяной и буровой шламы, сточные воды, содержащие различные химические соединения, способны опасно воздействовать на окружающую среду и человека.

Даниловское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области, в бассейне верхнего течения р. Нижней Тунгуски, в 350 км к северо – востоку от г. Усть-Кута (ж/д станция БАМа и крупнейший речной порт), в 190 км от г. Киренска (речной порт) и в 90 км северо – восточнее Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения. К северо-востоку от Даниловского месторождения (в 110 км) находится Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение. Главной водной артерией является судоходная р.Н.Тунгуска. Климат района умеренно–континентальный. Максимальная температура воздуха до плюс 36°С приходится на июль, минимальная минус 55°С – на январь и февраль. Доминирующие ветры – юго-восточные. Годовое количество осадков достигает 492 мм.

Месторождение открыто в 1983 году. Недропользователем является – ООО «Иркутская нефтяная компания».

#### **3.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

При разработке нефтяных и газовых месторождений на людей, экологическую систему и инженерно-технический комплекс предприятия негативное действие оказывают следующие факторы:

1) физические факторы (ударные волны и осколочные поля, тепловые и световые излучения, электрический ток, электрические и магнитные поля,

движущиеся машины, механизмы и части оборудования, виброакустические факторы - шум, вибрация, ионизирующие излучения и т.д.);

2) химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся в воздухе, водной среде или на поверхности земли, рабочих площадок и помещений);

3) биологические факторы (действие патогенных микроорганизмов и токсинов);

4) психофизиологические факторы (физические и нервно-психические перегрузки человеческого организма).

Приводные двигатели станков-качалок, дизель-генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы (ТЭН) трубчатые электронагреватели - вот возможные источники поражения электротоком.

Особая опасность поражения людей электрическим током - наличие сырости (дождь, снег, покрытие влагой стен помещения), химически - активной среды (агрессивные пары, газы, жидкости) или не менее двух факторов с повышенной опасностью. Кусты скважин оборудованных УЭЦН, содержат оборудование, находящееся под напряжением (линии электропередач, кабели, трансформаторы, станции управления), что создает опасность повреждения электрическим током.

Основным источником опасности, связанной с добычей нефти на данном предприятии, являются:

- 1) сосуды, работающие под давлением;
- 2) содержащиеся в атмосфере пары углеводородов, сероводорода, токсических веществ, а также окиси углерода;
- 3) токсические химические реагенты для различных видов работ, вращающиеся детали различных механизмов;
- 4) электроустановки, находящиеся под высоким напряжением; возгорания, взрывы и пожары оборудования, газов.

При высоких уровнях воздействия негативных факторов на человека наблюдаются острые или хронические заболевания, травмирование людей и их повреждения (от незначительной деформации до полного нарушения или потери работоспособности). Последствия действия негативных факторов оценивают в следующих формах: несчастный случай, чрезвычайное происшествие (ЧП) и чрезвычайная ситуация (ЧС)

При работе со скважиной, кроме химических веществ вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники. Уровень шума представлен в таблице 1

Таблица 1 – Измерение уровней шума (прибор-ВШВ-003)

Участок рабочей зоны	Общий уровень звука, дБА	Уровень звукового давления, дБ в средне геометрических частотах октавных полос, Гц								
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочая площадка	95	84	84	87	89	93	91	94	78	75
Постоянное рабочее место по ГОСТ 12.1.003-83	85	-	99	92	86	83	80	78	76	74

### **3.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**



Процесс ГРП основан на создании или расширении уже имеющихся трещин в породах при скважинной части пласта. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой значительных объемов жидкостей, что опасно для окружающих. Химреагенты вследствие высоких давлений представляют опасность для персонала, осуществляющего технологический процесс. В таблице 2 представлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Таблица 2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчете на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метан	7000	4
Метанол*	5	3
Метилбензол (толуол)	50	3
Ацетон	200	4
Уайт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
* Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки.		

Для защиты от действия вредных веществ при их выбросах и сбросах на

Даниловском месторождении проводятся следующие инженерно-технические мероприятия:

- 1) контроль токсических выбросов в атмосфере, воздухе рабочих помещений, качества воды, содержания вредных веществ в почве, продуктах питания и т.д. (в нормативных документах ПДУ, ПДК, ЛПВ и другие показатели, они обязательно контролируются;
- 2) использование пылеуловителей;
- 3) очистка промышленных выбросов от паро–газообразных загрязнителей;
- 4) уменьшение токсических выбросов в атмосфере.

Во избежание проливов и выбросов при эксплуатации и смене оборудования скважин с УЭЦН применяются следующие инженерно-технические решения:

- 1) обволакивание кустов скважин;
- 2) герметизация устья скважин;
- 3) использование контрольно-измерительных приборов;
- 4) применение технологического оборудования;
- 5) автоматизация и диспетчеризация процессов добычи нефти.

### **3.3 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, промасленная ветошь и др.

На Даниловском месторождении проводятся следующие мероприятия по пожаро-взрывобезопасности:

- 1) разработка и использование системы нормативных материалов (инструкции по пожаро-взрывобезопасности и др.);
- 2) обучение, инструктаж и допуск к работе персонала пожаро - взрывобезопасных производств;

- 3) контроль и надзор за соблюдением нормативных документов;
- 4) предотвращение возникновения пожаров;
- 5) ограничение распространения пожара;
- 6) обеспечение условий эвакуации людей и материальных ценностей из области пожара;
- 7) организация тушения пожаров (составление планов, тренировки, реализация этих планов).

В качестве огнегасящих средств на предприятии используется вода, химическая и воздушно-механическая пены, песок и другие материалы. Объекты добычи, сепарации и транспортирования нефти и газа обеспечиваются углекислотными огнетушителями и набором простейшего противопожарного инвентаря. Для снижения риска возможного возникновения очагов пожара на предприятии разработаны противопожарные мероприятия и осуществляется контроль за их исполнением.

Во избежание пожаров и взрывов, каждый работник должен соблюдать простые требования производственной санитарии. При проектировании любых объектов технологического процесса выполняется комплекс строительных противопожарных мероприятий, направленных на исключение возможности загораний, локализацию пожаров, эвакуацию людей из очагов.

### **3.4 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Служба пожарной охраны ООО «ИНК» обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи:

- 1) выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска их возникновения;
- 2) прогнозирование последствий ЧС;

3) выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

На предприятии могут возникнуть ЧС различного характера: природного, техногенного, военно-политического.

ЧС природного характера характеризуются опасностями, возникшими в результате природных катаклизмов:

1) сильные периодические паводки и подтопление производственных территорий;

2) сильные морозы, метели и снежные заносы;

3) катастрофические движения воздуха и др.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера:

1) крупномасштабные пожары;

2) сильнейшие взрывы природного газа;

3) крупные автотранспортные аварии;

4) деформация и разрушение конструкций;

Комплекс мероприятий по предотвращению возникновения ЧС и снижению ущерба от них содержит:

1) контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

2) оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

3) планирование действий по предупреждению ЧС.

### **3.5 Экологичность проекта**

В целях сохранения экологии окружающей среды необходимо решать задачи, такие как:

- предупреждение загрязнения недр, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных - нефтью, промышленными стоками и вредными отходами, которые при аварийной ситуации разлились на поверхности;

- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологий, которые обеспечивают сохранение криолитозоны в естественном состоянии;

- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наиболее высокая эффективность ГРП может быть достигнута при проектировании его применения как элемента системы разработки с учетом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетаниях обработки добывающих и нагнетательных скважин.

Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, конкретного распределения неоднородности пласта, энергетических возможностей объекта и др.

При проведении ГРП необходимо предусмотреть комплекс промысловых исследований на первоочередных скважинах для определения местоположения, направления и проводимости трещины, что позволит внести корректировку в технологию ГРП с учетом особенностей каждого конкретного объекта. Необходим систематический авторский надзор за внедрением ГРП, что позволит принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

Факторами, определяющими успешность ГРП, являются правильный выбор объекта для проведения операций, использование технологии гидроразрыва, оптимальной для данных условий, и грамотный подбор скважин для обработки.

Даниловское месторождение имеет много пропластков, которые не затронуты разработкой. Выделение таких пропластков имеет большое практическое значение для сохранения рентабельности разработки нефтяных месторождений. Большое внимание в ООО «ИНК» уделяется методам интенсификации добычи нефти, в том числе возможности увеличения применения метода ГРП.

В данной работе выполнен технологический расчет применения метода ГРП, выявлена технологическая эффективность по результатам промысловых

исследований 6 скважин. Предложены факторы, определяющие скважину кандидат для проведения ГРП.

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется обеспеченностью современным оборудованием для проведения ГРП, квалификацией персонала, тщательным анализом технологической и экономической эффективности применяемой технологии.

Практически по всем технико-экономическим показателям деятельность ООО «ИНК» достаточно эффективна и не несет убытков, добыча нефти рентабельна. Проведенный анализ позволяет сделать вывод об эффективности проведения ГРП в условиях Даниловского месторождения. Проект окупится за 3 года. В целом предлагаемые мероприятия по гидроразрыву пласта на Даниловском месторождении позволят значительно повысить остаточную выработку пластов, соответственно увеличить прибыль предприятия.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

БК - боковой каротаж

БКЗ - боковое каротажное зондирование

ВНЗ - водонефтяная зона

ВНК - водонефтяной контакт

ГИС - геофизические исследования скважин

ГС - горизонтальная скважина

ГРП - гидроразрыв пласта

ГУ - гласное управление

КВД – кривая восстановления давления

КВЧ - коллоидно-взвешенные частицы

КИН - коэффициент извлечения нефти

ПДК - предельно-допустимые концентрации

ППД - поддержание пластового давления

ППУ - передвижная паровая установка

ПС - метод самопроизвольной поляризации

СКВ – скважина

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
2. Чикалов, С.Г. Коррозионно-стойкая сталь для наносно-компрессорных труб и нефтегазодобывающего оборудования [Текст]: реферат/С.Г. Чикалов, В.И. Тазетдинов, С.А. Ладыгин, С.В. Александров, С.Б. Прилуков, Ю.Б. Белокозович, А.П. Медведев, О.В. Ярославцева – Первоуральск, 2010 – 8 с.
3. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
4. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введен 01.11.2006. – Москва: ГУ «Научно-исследовательский институт медицины труда» РАМН, 2006. – 14 с.
5. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.
6. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введен 01.01.2013. – Москва: Минрегион России, 2012. – 67 с.
7. СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва:Минрегион России, 2010. – 30 с.
8. СНиП II-92-76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введен 26.07.1976. – Москва: Стройиздат, 1977. – 35 с.
9. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 1988. – 78 с.

10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 8 с.

11. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введен 01.07.1991. – Москва: Государственный комитет СССР по Управлению качеством продукции и стандартам , 1996. – 37 с.

12. ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам , 1986. – 8 с.

13. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введен 19.02.2003. – Москва :МинздравРоссии, 2003. – 41 с.

14. Трудовой кодекс Российской федерации: федер. закон от 30.03.1999. № 52-ФЗ – Москва :Совет Федерации, 1999. – 74 с.

15. Приказ № 443 Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса. – Введен 06.07.2005. – Москва: Министерство Здравоохранения и Социального развития Российской федерации, 2005. – 165 с.

16. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.

17. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.01.1991. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1985. – 153 с.

18. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва:Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.

19. Анциферов А. С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – Москва: Недра, 1989. – 176 с.
20. Анциферов А. С. Охрана природы при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири // «Геология нефти и газа». Иркутск, 1991 - 12 с.
21. Барышев С.А., Мышевский Н. В. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ Даниловской СРП № 2/91-92 масштаба 1:50000 на Даниловской площади, Иркутск, 1992 – 23 с.
22. Мандельбаум М. М. Нефтегазоносность палеозойских отложений Непского свода (критерии поиска) / Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, 1981 – 156 с.
23. Отчет о результатах переобработки и интерпретации архивных геолого-геофизических материалов на Даниловском лицензионном участке с выделения нефтегазоперспективных участков / ФГУПП «Иркутскгеофизика». – Иркутск, 2005 – 9 с.
24. Отчет по подсчету запасов нефти, газа и ТЭО КИН нефтяных залежей устькутского горизонта Даниловского месторождения / ВНИГНИ-2. – М., 2006 – 15 с.